

УДК 622.24:622.143(075.8)
ББК 33.131
Б 90

Рецензенты:
кафедра нефтегазового промысла Кубанского государственного
технологического университета;
д-р техн. наук проф. *А.Т. Кошелев*;
д-р техн. наук проф. *Г.Т. Вартумян*

Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А.

Б 90 Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин:
Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.: ил.
ISBN 5-8365-0130-0

Освещены вопросы современной технологии бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе наклонно направленных и горизонтальных. Описаны буровые долота и бурильные головки, бурильные трубы, турбобуры, винтобуры и электробуры, условия их работы и режимы бурения. Приведены характеристики и состав современных комплектных буровых установок, функциональное назначение и конструкции комплектующего оборудования. Особое внимание уделено специальному оборудованию для бурения скважин на море. Представлена необходимая для инженерных расчетов справочная информация. Рассмотрены некоторые методики технологических и технических расчетов.

Для студентов нефтегазовых вузов и факультетов.

ISBN 5-8365-0130-0

© А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов, 2003
© Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
ЧАСТЬ 1. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	5
Глава 1. Основы нефтегазопромысловой геологии	5
1.1. Состав земной коры	5
1.2. Геохронология горных пород.....	6
1.3. Осадочные горные породы и формы их залегания	7
1.4. Образование залежей нефти и газа	9
1.5. Физико-химические свойства нефти и газа.....	13
1.6. Поиски и разведка месторождений нефти и газа	14
1.7. Составление геологического разреза скважины.....	19
1.8. Состав и минерализация подземных вод.....	20
1.9. Исследования в скважинах	22
Глава 2. Общие понятия о строительстве скважин	24
2.1. Основные понятия и определения.....	25
2.2. Геологическое обоснование места заложения и проектирование скважины как инженерного сооружения	27
2.3. Монтаж оборудования для сооружения скважины	28
2.4. Проходка ствола скважины	29
2.5. Буровые долота.....	32
2.6. Бурильная колонна.....	36
2.7. Привод долота.....	39
2.8. Особенности бурения скважин на акваториях.....	41
2.9. Крепление скважин и разобщение пластов.....	44
Глава 3. Механические свойства горных пород	46
3.1. Общие положения.....	46
3.2. Механические и абразивные свойства горных пород	48
3.3. Влияние всестороннего давления, температуры и водонасыщения на некоторые свойства горных пород	59
Глава 4. Буровые долота.....	61
4.1. Шарошечные долота.....	62
4.2. Кинематика и динамика шарошечных долот	70
4.3. Алмазные долота.....	80
4.4. Лопастные долота.....	82
Глава 5. Работа бурильной колонны	85
5.1. Физическая модель бурильной колонны	86
5.2. Устойчивость бурильной колонны.....	89
5.3. Напряжения и нагрузки в трубах бурильной колонны.....	92
Глава 6. Промывка скважин.....	98
6.1. Термины и определения.....	98
6.2. Функции процесса промывки скважин.....	104
6.3. Требования к буровым растворам.....	106
6.4. Буровые промывочные растворы	107
6.5. Приготовление и очистка буровых растворов	120
6.6. Технология химической обработки бурового раствора	145
6.7. Гидравлический расчет промывки скважины несжимаемой жидкостью	146
6.8. Методы утилизации отработанных буровых растворов и бурового шлама.....	152
6.9. Методы обезвреживания отработанных буровых растворов и шлама	157
Глава 7. Осложнения при бурении, их предупреждение и борьба с ними	161
7.1. Классификация осложнений.....	161

7.2. Разрушение стенок скважины.....	165
7.3. Поглощения жидкостей в скважинах.....	168
7.4. Газонефтеводопроявления.....	200
7.5. Прихваты, затажки и посадки колонны труб.....	209
Глава 8. Режимы бурения	234
8.1. Вводные понятия.....	234
8.2. Влияние различных факторов на процесс бурения.....	236
8.3. Влияние дифференциального и угнетающего давлений на разрушение горных пород.....	239
8.4. Рациональная отработка долот.....	248
8.5. Проектирование режимов бурения.....	250
8.6. Очистка бурящейся скважины от шлама.....	259
Глава 9. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин	266
9.1. Цели и задачи направленного бурения скважин.....	266
9.2. Основы проектирования направленных скважин.....	267
9.3. Факторы, определяющие траекторию забоя скважины.....	283
9.4. Забойные компоновки для бурения направленных скважин.....	289
9.5. Методы и устройства контроля траектории скважин.....	291
9.6. Особенности бурения и навигации горизонтальных скважин.....	303
Глава 10. Вскрытие и разбуривание продуктивных пластов	310
10.1. Разбуривание продуктивного пласта.....	311
10.2. Технологические факторы, обеспечивающие бурение и вскрытие продуктивного пласта.....	312
10.3. Изменение проницаемости призабойной зоны пласта. Буровые растворы для заканчивания скважин.....	313
10.4. Опробование пластов и испытание скважин в процессе бурения.....	328
Глава 11. Конструкции скважин. Фильтры	336
11.1. Основы проектирования конструкций скважин.....	337
11.2. Конструкции забоев скважин.....	353
Глава 12. Крепление скважин и разобщение пластов	359
12.1. Подготовка ствола скважины.....	359
12.2. Технология крепления скважин обсадными колоннами.....	361
12.3. Тампонажные цементы и растворы.....	391
12.4. Расчет цементирования скважин.....	
Глава 13. Вторичное вскрытие продуктивных пластов, вызов притока нефти (газа) и освоение скважин	407
13.1. Пулевая перфорация.....	407
13.2. Кумулятивная перфорация.....	408
13.3. Перфорация при депрессии на пласт.....	415
13.4. Перфорация при репрессии на пласт.....	417
13.5. Специальные растворы для перфорации скважин.....	418
13.6. Буферные разделители.....	421
13.7. Технология заполнения скважины специальной жидкостью.....	423
13.8. Вызов притока путем замещения жидкости в эксплуатационной колонне.....	423
13.9. Вызов притока с помощью воздушной подушки.....	424
13.10. Вызов притока с использованием пусковых клапанов.....	426
13.11. Вызов притока с помощью струйных аппаратов.....	427
13.12. Поинтервальное снижение уровня жидкости в скважине.....	429
13.13. Снижение уровня жидкости в скважине поршневанием (свабированием).....	429
13.14. Вызов притока из пласта методом азрации.....	430
13.15. Снижение уровня жидкости в скважине в условиях аномально низкого пластового давления.....	432
13.16. Вызов притока из пласта с применением двухфазных пен.....	434
13.17. Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов.....	436
13.18. Вызов притока из пласта с помощью комплектов испытательных инструментов.....	440
13.19. Применение газообразных агентов для освоения скважин. Освоение скважин азотом.....	442
ЧАСТЬ 2. ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	445
Глава 14. Буровые установки	445
14.1. Требования, предъявляемые к буровым установкам.....	445

14.2. Классификация и характеристики установок	447
14.3. Комплексные буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочно-го бурения.....	448
14.4. Выбор вида и основных параметров буровой установки	455
14.5. Выбор схемы и компоновки оборудования буровой установки.....	457
14.6. Требования к кинематической схеме буровой установки	460
14.7. Буровые установки производства ОАО «Уралмашзавод»	461
14.8. Буровые установки производства ОАО «Волгоградский завод буровой техники»	465
Глава 15. Спускоподъемный комплекс	468
15.1. Процесс подъема и спуска колонн. Функции комплекса	468
15.2. Кинематическая схема комплекса для СПО	471
15.3. Талевая система.....	474
15.4. Выбор стальных канатов для талевых систем.....	476
15.5. Кронблочные и талевые блоки.....	482
15.6. Буровые крюки и крюкоблоки.....	486
15.7. Талевые механизмы буровых установок ОАО «Уралмашзавод»	491
15.8. Талевые механизмы буровых установок ВЗБТ.....	492
15.9. Буровые вышки	494
15.10. Буровые лебедки.....	504
15.11. Тормозные системы буровых лебедок	520
15.12. Объем спускоподъемных операций.....	534
15.13. Кинематика подъемного механизма	536
15.14. Динамика подъемного механизма	538
Глава 16. Оборудование системы промывки скважин	539
16.1. Буровые насосы.....	539
16.2. Манифольд.....	563
16.3. Вертлюг.....	566
Глава 17. Поверхностная циркуляционная система	574
17.1. Параметры и комплектность циркуляционных систем	575
17.2. Блоки циркуляционных систем	593
17.3. Перемешиватели	602
17.4. Оборудование для очистки бурового раствора от шлама	607
17.5. Дегазаторы для буровых растворов.....	613
17.6. Установка для обработки бурового раствора на базе центрифуги.....	615
17.7. Всасывающие линии для буровых насосов.....	616
Глава 18. Породоразрушающий инструмент: буровые долота, бурильные головки, расширители, калибраторы.....	618
18.1. Шарошечные долота	619
18.2. Лопастные долота.....	627
18.3. Фрезерные долота	632
18.4. Долота ИСМ.....	633
18.5. Алмазные долота.....	637
18.6. Шарошечные бурильные головки	639
18.7. Лопастные и фрезерные твердосплавные бурильные головки	644
18.8. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ.....	645
18.9. Керноприемный инструмент.....	647
18.10. Расширители	650
18.11. Калибраторы-центраторы	650
Глава 19. Бурильные трубы. Расчет бурильных колонн	652
19.1. Ведущие бурильные трубы	652
19.2. Бурильные трубы с высаженными концами и муфты к ним	659
19.3. Замки для бурильных труб с высаженными концами	669
19.4. Бурильные трубы с приваренными замками	671
19.5. Легкосплавные бурильные трубы	674
19.6. Утяжеленные бурильные трубы	678
19.7. Переводники для бурильных колонн.....	683
19.8. Общие принципы и методика расчета компоновки бурильных труб в колонне.....	686
Глава 20. Привод долота: буровые роторы, забойные двигатели	693
20.1. Буровые роторы	693
20.2. Турбобуры	707
20.3. Винтовые забойные двигатели.....	733
20.4. Турбовинтовые забойные двигатели.....	746
20.5. Электробуры	747

Глава 21. Устьевое оборудование бурящихся скважин.....	753
21.1. Колонные головки.....	753
21.2. Противовыбросовое оборудование.....	768
Глава 22. Обсадные трубы. Расчет обсадных колонн.....	799
22.1. Обсадные трубы и муфты к ним.....	799
22.2. Расчет обсадных колонн.....	818
Глава 23. Силовой привод бурового комплекса.....	829
23.1. Типы приводов, их характеристики.....	829
23.2. Выбор двигателей силовых приводов.....	832
23.3. Средства искусственной приспособляемости для приводов.....	832
23.4. Муфты.....	848
23.5. Цепные передачи буровых установок.....	863
23.6. Силовые агрегаты и двигатели современных буровых установок.....	872
23.7. Компоновка силовых приводов и трансмиссий.....	881
Глава 24. Оборудование для механизации и автоматизации технологических процессов.....	888
24.1. Автоматизация подачи долота.....	888
24.2. Автоматизация спуска-подъема (АСП).....	896
24.3. Буровой ключ автоматический стационарный.....	902
24.4. Пневматический клиновой захват.....	911
24.5. Вспомогательная лебедка.....	917
Глава 25. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море.....	919
25.1. Особенности разработки морских нефтяных и газовых месторождений.....	919
25.2. Основные виды технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений.....	920
25.3. Плавающие буровые средства (ПБС).....	922
25.4. Самоподъемные плавающие буровые установки (СПБУ).....	922
25.5. Полупогружные плавающие буровые установки (ППБУ).....	935
25.6. Буровые суда (БС).....	947
25.7. Буровые вышки для ПБС.....	958
25.8. Подводное устьевое оборудование.....	964
25.9. Системы удержания плавучих буровых средств на точке бурения.....	987
25.10. Морские стационарные платформы (МСП).....	994
25.11. Охрана окружающей среды при бурении на море.....	1001
Список литературы.....	1003

ПРЕДИСЛОВИЕ

«Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин» является одной из специальных дисциплин, определяющих профиль инженера по машинам и оборудованию нефтяных и газовых промыслов. Цель преподавания дисциплины – дать студентам знания по технологии бурения нефтяных и газовых скважин и познакомить с техникой, которая обеспечивает выполнение в условиях бурения всех технологических процессов и операций. Эти знания необходимы инженеру-механику при проектировании, монтаже и эксплуатации буровых установок, отдельного оборудования к ним, устройств, узлов и приспособлений, выполнения ремонтных работ.

Развитие нефтяной и газовой промышленности предполагает широкое использование буровых работ с целью поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Бурение нефтяных и газовых скважин, как ветвь нефтегазовой отрасли, должно постоянно совершенствоваться, особенно в связи с увеличением объемов работ по глубокому и сверхглубокому бурению, в том числе на акваториях, а также с растущими потребностями бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Программой дисциплины «Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин» предусматривается изучение всех составляющих цикла строительства скважин, начиная с понятия о скважинах, их классификации, конструкциях, применяемых технических средств и технологических операций для разрушения горных пород и проходки ствола и заканчивая процессами вскрытия и опробования продуктивных горизонтов, крепления скважин обсадными колоннами и разобщения пластов тампонажными материалами, освоения и испытания скважин. Кроме того, уделяется должное внимание буровым установкам и комплектуящему их оборудованию. Особое внимание уделено специальным буровым установкам, предназначенным для бурения скважин на акваториях.

Учебники, полностью удовлетворяющие требованиям программы дисциплины, отсутствуют. По отдельным разделам программы имеется учебная литература, но, к сожалению, многие ее материалы устарели, так как они не обновлялись по меньшей мере последние 15 лет.

Представленная книга призвана ликвидировать указанные пробелы в учебной литературе и представить учебный материал по бурению нефтяных и газовых скважин в современном его понимании. Она состоит из двух частей: первая часть посвящена технологии бурения нефтяных и газовых скважин, вторая – технике для сооружения этих скважин, буровому инструменту и подземному оборудованию. Отдельная глава посвящена специальному оборудованию для морского бурения скважин, которое успешно развивается как одна из ветвей нефтегазовой отрасли и по которой возможна специализация подготовки инженера-механика. Такое располо-

жение учебного материала логично, так как технология определяет требования к буровому оборудованию и инструменту для сооружения скважин.

Инженер-механик обязан уметь выполнять расчеты, необходимые как при конструировании, так и при эксплуатации бурового оборудования. Поэтому учебник в достаточной степени насыщен простейшими расчетными методиками и справочно-информационным материалом.

В конце книги приведен список использованной авторами основной литературы. Эта литература также рекомендуется для более глубокого изучения технологии и техники бурения нефтяных и газовых скважин.

Учебник охватывает все процессы и операции, выполняемые при бурении скважин, в том числе в осложненных геологических условиях; содержит справочную информацию, необходимую для технологических расчетов; в нем описаны буровые установки, составляющее их буровое оборудование, породоразрушающий инструмент, бурильные и обсадные трубы; приведены технические характеристики оборудования и инструментов, необходимые при их выборе для конкретных условий сооружения скважины. В этом отношении учебник универсальный и поэтому может успешно использоваться в учебном процессе при подготовке специалистов других специальностей нефтегазового направления, в учебных планах которого предусмотрено изучение дисциплины «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Для успешного изучения материала дисциплины студентам необходимы знания по математике, физике, химии, гидромеханике, термодинамике, теоретической и прикладной механике, сопротивлению материалов и материаловедению, а также по основам нефтяного и газового дела.

1

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЧАСТЬ СКВАЖИН

1

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЛАВА ГЕОЛОГИИ

Геологическая информация является основой решения практически всех вопросов проектирования сооружения скважин и управления буровыми процессами. Характеристики проходимых скважиной пород и пластовых флюидов во многом обуславливают выбор долот, бурового раствора, методов вскрытия продуктивных горизонтов, крепления стенок скважины и разобщения пластов. Для морского бурения огромное значение имеют сведения о гидрометеорологических условиях, а также характеристики глубин морей, морских волнений, приливов и отливов, морских течений, ветра, ледовой обстановки.

1.1. СОСТАВ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Геология – наука о составе, строении и истории Земли.

Предполагают, что Земля состоит из нескольких различных по свойствам оболочек: литосферы толщиной 50–70 км; мантии до глубины 2900 км; ядра в интервале глубин 2900–6380 км. Над литосферой находятся водная оболочка – гидросфера, а выше – газовая оболочка – атмосфера. Литосфера сложена горными породами, основу которых составляют различные минералы – природные вещества, приблизительно однородные по химическому составу и физическим свойствам, возникшие в результате физико-химических процессов.

Классификация горных пород по происхождению:

А. Магматические (изверженные) – кристаллические породы, образовавшиеся в результате застывания расплавленного вещества (магмы).

Б. Осадочные – породы, составленные из мельчайших кусочков различных минералов, часто сцементированных между собой, содержащие остатки животных и растительных организмов. По способу накопления в

земной коре различают механические осадки, породы химического и смешанного происхождения.

Механические осадки – результат денудационных процессов солнечно-ветроводяного разрушения и переноса осадков магматических пород (валуны, галечник, гравий). Химические породы (и некоторые причисляемые к осадочным породам) образовались путем химических реакций и накопления на земной поверхности сложных солей (каменная соль, ангидрид, гипс). Породы смешанного происхождения включают в себя обломочный материал, вещества органического и химического происхождения (известняки, мел, глины, пески, песчаники).

В. Метаморфические горные породы – это вторично переплавленные осадочные и изверженные породы в результате погружения их в расплавленную часть Земли (кварциты, мраморы, сланцы, гнейсы).

1.2. ГЕОХРОНОЛОГИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Для определения историко-геологических закономерностей накопления горных пород и формирования Земли как планеты используют стратиграфическую шкалу, на основе которой составлена геохронологическая таблица, отражающая расположение в определенной последовательности условных отрезков времени формирования земной коры (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Геохронологическая таблица

Эра	Период	Эпоха	Возраст, млн лет
Кайнозойская	Чертвертичный (ан-тропогеновый) Неогеновый	Голоценовая	2
		Плейстоценовая	
		Плиоценовая	
Мезозойская	Палеогеновый	Миоценовая	26
		Олигоценовая	
	Меловой	Эоценовая	67
		Палеоценовая	
	Юрский	Позднемеловая	137
		Раннемеловая	
Палеозойская	Триасовый	Позднеюрская	195
		Среднеюрская	
	Пермский	Раннеюрская	240
		Позднетриасовая	
	Каменноугольный (Карбон)	Среднетриасовая	285
		Раннетриасовая	
	Девонский	Позднепермская	360
		Раннепермская	
	Силурийский	Позднекаменноугольная	410
		Среднекаменноугольная	
Ордовикский	Раннекаменноугольная	500	
	Позднедевонская		
	Среднедевонская		
	Раннедевонская		
Кембрийский	Позднесилурийская	570	
	Раннесилурийская		
	Позднеордовикская		
	Среднеордовикская		
	Раннеордовикская		
	Позднекембрийская		
	Среднекембрийская		
	Раннекембрийская		

Эра	Период	Эпоха	Возраст, млн лет
Протерозойская	Позднепротерозойский	Вендская	1600 1900
		Позднерифейская	
		Среднерифейская	
Архейская	Среднепротерозойский	Раннерифейская	2600 >2600
	Раннепротерозойский	–	
	–	–	

1.3. ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ И ФОРМЫ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ

Основной признак осадочных горных пород – их слоистость, т.е. накопление в виде более или менее однородных пластов (слоев). Поверхность, ограничивающую пласт сверху, называют кровлей, а поверхность, ограничивающую пласт снизу, – подошвой.

Кровля нижележащего пласта является одновременно подошвой вышележащего, а подошва вышележащего – кровлей нижележащего. Первично образовавшиеся пласты залегают почти горизонтально, но в результате последующей деформации земной коры форма залегания часто изменялась до существенно наклонной или даже вертикальной.

Пласт характеризуется мощностью и углом падения в данной точке в конкретном направлении (рис. 1.1). Различают истинную (кратчайшее рас-

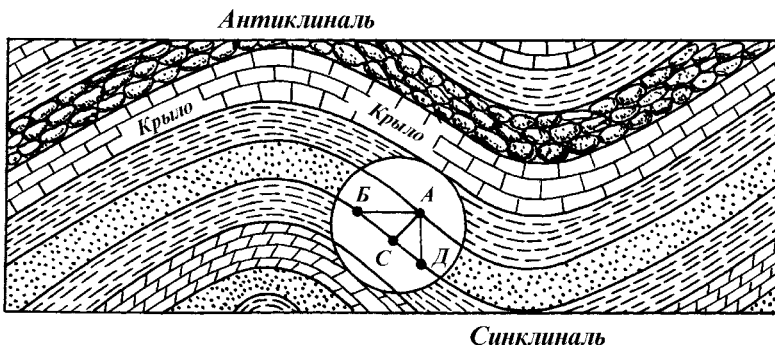


Рис. 1.1. Наклонно залегающие пласты в форме складки:
АВ – горизонтальная мощность; АД – вертикальная мощность; АС – истинная мощность

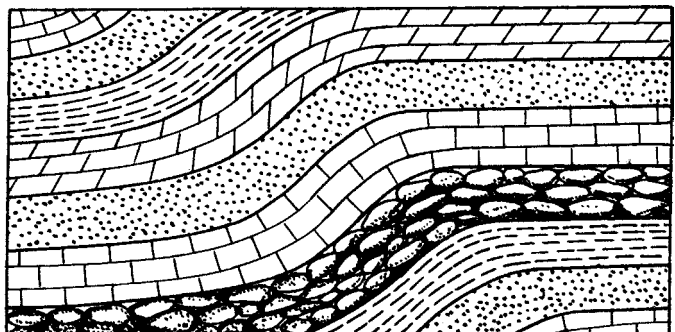


Рис. 1.2. Моноклиналь

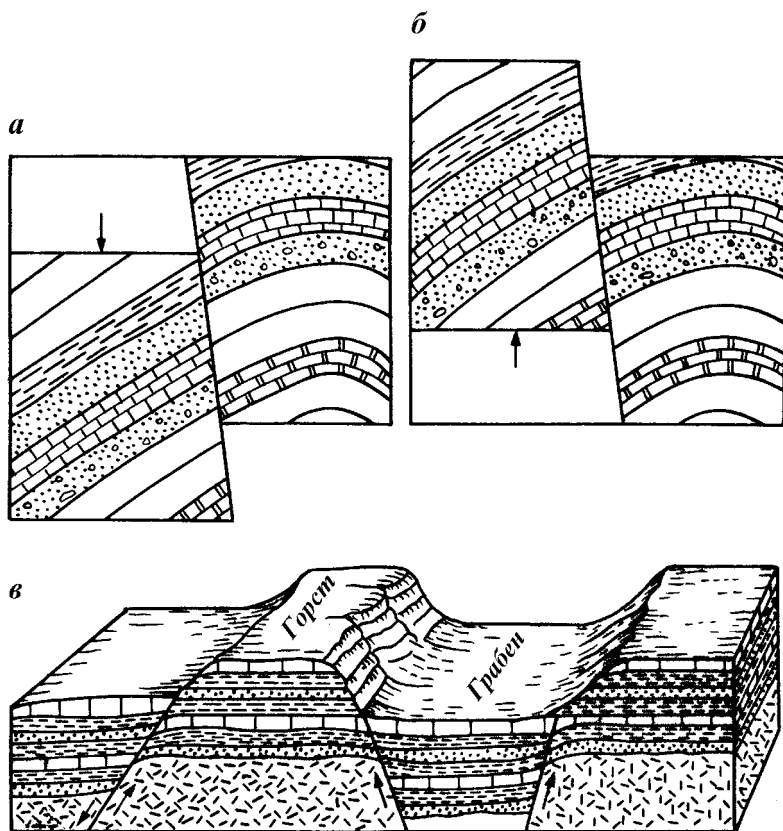


Рис. 1.3. Виды тектонических нарушений с разрывами и сдвигами:
а – сброс; *б* – взброс; *в* – тектонический разрыв антиклинальной складки

стояние между кровлей и подошвой), горизонтальную (расстояние между кровлей и подошвой по горизонтали) и вертикальную (расстояние между кровлей и подошвой по вертикали) мощности пластов.

Тектонические движения земной коры привели к образованию складок пластов, их разрывам, разломам и смещениям по плоскостям нарушений.

Различают складки в виде синклинали, антиклинали (см. рис. 1.1) и моноклинали (рис. 1.2). Синклиналь – это складка, обращенная выпуклостью вниз к центру Земли, в ядре которой более «молодые» породы, чем по краям. Антиклиналь – это складка, обращенная выпуклостью к поверхности Земли, в ядре которой находятся более древние породы. Последовательно расположенные антиклиналь и синклиналь образуют полную складку.

Синклиналь и антиклиналь имеют крылья – боковые части складки, замок – линия перегиба складки (у антиклинали называется седлом, а у синклинали – мульдой). Угол между крыльями называют углом складки. Если у складки только одно крыло, то ее называют моноклиной (см. рис. 1.2).

Разрывы земной коры также привели к возникновению разных структурных образований пластов. Если в процессе разрыва одна часть пластов

опустилась, а другая осталась на месте, такое образование называют сбросом (рис. 1.3, а). Если же одна часть пластов поднялась, а другая осталась на месте, то это образование называют взбросом (рис. 1.3, б).

При разрушении антиклинали формируются так называемые горсты и грабены (рис. 1.3, в). Для горста характерно поднятие части антиклинали над другой (неподвижными крыльями), а для грабена – наоборот, сводовая часть складки опустилась по отношению к неподвижным крыльям.

Если при тектоническом разрыве возникает горизонтальное перемещение пластов, то такое образование называют сдвигом. Взброс при сдвиге образует так называемый надвиг.

1.4. ОБРАЗОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Вместилещем нефти и газа в земной коре являются пустоты (поры) и трещины в осадочных горных породах. Суммарный объем пустот характеризует абсолютная (теоретическая) пористость – отношение объема пустот в породе $V_{\text{п}}$ ко всему объему породы V . Это отношение, выраженное в процентах или долях единицы, называют коэффициентом пористости $K = V_{\text{п}}/V$.

Абстрагируясь от реальности, представим пористую среду, сложенную из шариков. Легко показать, что максимальный теоретический коэффициент пористости $K = 47,6 \%$, а минимальный $K = 25,8 \%$. Реальный коэффициент пористости, как правило, лежит в этих пределах. Однако форма зерен, неотсортированность по размеру, наличие цементирующего вещества между зернами могут привести к уменьшению пористости ниже $25,8 \%$. Нетрудно показать, что теоретическая пористость не зависит от размеров шарообразных зерен.

Эффективной пористостью называют отношение объема сообщающихся между собой пор ко всему объему породы. Именно сообщающиеся поры заполняются пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой), поэтому важный показатель – коэффициент насыщения породы $K_{\text{н}}$, равный отношению объема пустот, заполненных флюидом $V_{\text{ф}}$, к общему объему пор $V_{\text{п}}$: $K_{\text{н}} = V_{\text{ф}}/V_{\text{п}}$.

Показатель горной породы, характеризующий возможность и скорость перемещения в ней флюида, называют проницаемостью.

Пористые и трещиноватые горные породы, способные вмещать промышленно значимые количества флюидов, называют коллекторами. Лучшими природными коллекторами являются пески и песчаники (так называемые гранулярные коллекторы), а также известняки (так называемые трещиноватые коллекторы). Обязательное условие существования коллекторов в качестве резервуаров нефти и газа – изоляция их от других проницаемых пород практически непроницаемыми породами. Лучшими изоляторами (так называемыми флюидоупорами) являются глины, проницаемость которых близка к нулю, в то время как пористость может быть существенной.

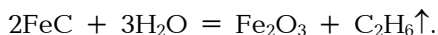
Нефть и газ – это горные породы, отличающиеся способностью гореть как каменный уголь, торф, бурый уголь. Горючие породы получили назва-

ние каустобиолитов («каустос» – горючий, биос – жизнь, литос – камень) – горючих органических камней. Каустобиолиты нефтегазового ряда называют битумами.

Споры о происхождении нефти в земной коре и сейчас не утихли. Известно несколько гипотез о происхождении нефти и газа, некоторые существенные из них, имеющие косвенное подтверждение, подвергнем анализу.

Наиболее ранняя – гипотеза М.В. Ломоносова – предполагает образование нефти из органического материала (растительного и животного) через фазу каменного угля с последующей его перегонкой под действием повышенных температур и давлений. Немецкие ученые Гефер и Энглер в 1888 г. подтвердили опытным путем возможность получения нефти из животных организмов, перегнав 492 кг сельдьевого жира при температуре 400 °С и давлении 1 МПа и получив 299 кг (61 %) углеводородов (УВ) коричневого цвета плотностью 810,5 кг/м³. В 1919 г. академик Н.Д. Зелинский перегнал органогенный ил растительного происхождения (сапропель) из озера Балхаш и получил: 63 % смолы, 96 % кокса, 21 % газа (смесь метана с оксидом углерода, водородом и сероводородом). При последующей перегонке смолы получили бензин, керосин и тяжелые масла. Это серьезные аргументы в пользу господствующей в настоящее время гипотезы органического происхождения нефти и газа.

Однако ранее опытов Энглера в 1866 г. французский химик Бертело высказал гипотезу образования нефти в недрах Земли из минеральных веществ, а через 10 лет, в 1876 г. на заседании Русского химического общества Д.И. Менделеев изложил свою неорганическую гипотезу происхождения нефти из карбидов металлов (карбидная гипотеза), сущность которой в том, что во время деформации земной коры по возникающим разломам поверхностная вода проникала в глубь Земли, встречала на своем пути карбиды металлов, в результате взаимодействия с которыми получались УВ:



Образовавшиеся УВ по разломам и трещинам поднимались в верхние слои земной коры и накапливались в коллекторах, образуя месторождения нефти и газа.

Серьезным подтверждением карбидной гипотезы служат данные о приуроченности многих нефтегазовых месторождений к известным разломам земной коры и опыты французского химика Клоэца, который воздействием соляной и серной кислот на чугуны, содержащий до 4 % углерода, получил ненасыщенные УВ. Однако более веские доводы в пользу гипотезы Д.И. Менделеева отсутствуют.

Особого внимания, на наш взгляд, заслуживает космическая гипотеза В.Д. Соколова, высказанная им в 1892 г., сущность которой в том, что в составе первичного газопылевого облака, из которого образовалась Земля, находились УВ, с течением времени попавшие в мантию, а в последующие периоды, по мере остывания мантии, выделились из нее и по трещинам мигрировали в рыхлые породы земной коры.

«Органические» гипотезы не могут ответить на следующие основные вопросы:

1) почему в природе встречаются огромные скопления нефти, которые не могут образоваться в результате анаэробного брожения растительных и животных масс?

2) почему месторождения нефти и газа сопутствуют пластовые воды?

3) почему включения нефти и газа находят в магматических породах, в вулканических извержениях?

4) почему с увеличением глубины залегания плотность нефти, как правило, уменьшается, а минерализация сопутствующей воды увеличивается до предельных значений?

5) как могли сравнительно быстро образоваться капельные УВ при сравнительно низкой температуре?

В связи с этим заметим, что несмотря на господство органической гипотезы, она становится в некотором роде тормозом в развитии нефтегазовой науки и сдерживает практическую направленность поисков месторождений нефти и газа.

Попытаемся развить идею о конденсационном образовании всех горных пород в направлении происхождения нефти и газа. Когда образовалась кристаллическая кора, разделившая Землю на внутреннюю жидкостную (расплав) и внешнюю пылегазокапельную части, конденсация веществ продолжалась, и на кристаллическую кору выпадали «дожди» таких менее термостойких веществ как Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , $\text{Na}(\text{K})\text{Cl}$, $\text{Ca}(\text{Mg})\text{Cl}_2$, P_2O_5 и др., которые за счет сравнительно низкой молекулярной массы не погружались в глубь Земли и отлагались на поверхности в виде смеси сульфатов, хлоридов и карбонатов щелочно-земельных металлов, являющихся составными элементами верхних слоев земной коры. К определенному периоду господствующее положение в газопылевой зоне заняли пары воды с заметным присутствием паров углеводородов, кислот, пылинок солей калия, натрия, кальция, магния и др. На поверхность Земли обильно выпадали минерально-водяные дожди в виде грязи. Вода с углеводородами, растворимыми газами, кислотами и растворенными солями заполняла поровое пространство между пылеобразными минеральными частицами, частично вновь испарялась под действием повышенной температуры на поверхности Земли, частично погребалась с минеральным веществом, частично вступала в химические реакции с минералами и газами. Центрами конденсации водяных паров были минеральные пылинки в газопылевой зоне Земли, так что эти вещества выпадали на поверхность Земли совместно, дифференцируя указанную зону на флюидолитосферу и гидроатмосферу.

Погребенные вместе с частицами минералов вода и УВ подвергались воздействию постоянно повышающихся температуры и давления, обусловленному накоплением вышележащих осадков. Флюиды могли претерпевать фазовые превращения, другие физико-химические переходы, отжиматься из пластических осадков в пористые и трещиноватые слабо деформирующиеся осадки, мигрировать по проницаемым осадочным породам и возникающим под неравномерной нагрузкой трещинам и разломам как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.

К этому времени образовались так называемые ловушки для флюидов – зоны проницаемых осадков, изолированные со всех сторон непроницаемыми осадками. Попадая в эти зоны, флюид прекращал мигрировать, и начиналась его дифференциация по плотности: верхнюю часть ловушки занимали газы, ниже по направлению поля тяготения Земли располагались жидкие углеводороды (нефть), а самые нижние области занимала вода. Так, на взгляд авторов, можно нарисовать крупными мазками конденсационную гипотезу образования залежей нефти, газа и воды.

В природе существуют разные ловушки, наиболее распространенные сводовые и экранизированные (структурного и неструктурного типов)

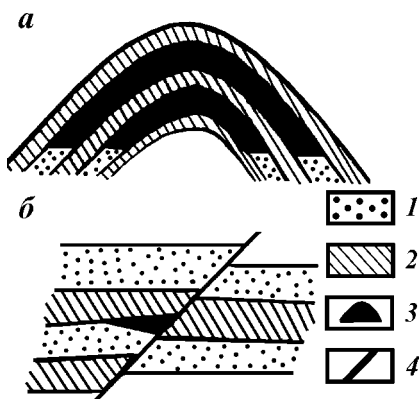


Рис. 1.4. Ловушки структурного типа:
a – антиклинальная складка; *б* – тектоническое экранирование ловушки; 1 – коллекторы; 2 – флюидоупоры; 3 – нефть; 4 – тектонический разрыв с вертикальным смещением

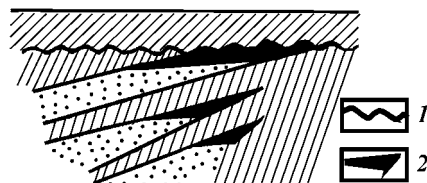


Рис. 1.5. Ловушки неструктурного типа:
 1 – поверхность зоны несогласного залегания пластов; 2 – скопления нефти

(рис. 1.4, 1.5). Сводовые ловушки создаются в антиклинальных складках, если кровля и подошва коллектора экранированы практически непроницаемыми породами. Попавшие в свод антиклинали путем миграции флюиды «запираются» в ней и естественно расслаиваются по плотности в поле тяготения Земли. Если коллектор расположен негоризонтально, сверху и по бокам гидроизолирован непроницаемыми породами, то он образует литологически экранированную ловушку для флюида. Ловушки, образованные в местах разрыва или разлома в результате сброса, взброса или надвига, когда из-за смещения пластов коллектор перекрывается непроницаемыми пластами по линии тектонического нарушения, называют тектонически экранированными.

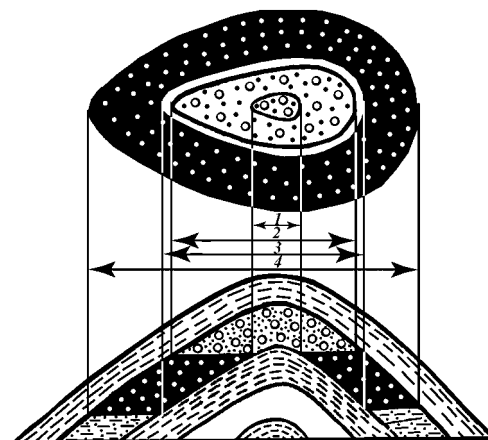


Рис. 1.6. Сводовая газонефтяная залежь:
 1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур нефтеносности

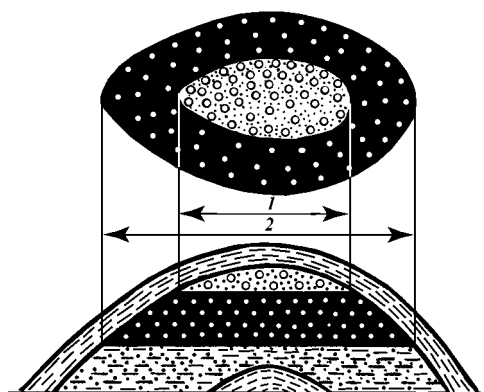


Рис. 1.7. Массивная газонефтяная залежь:
 1 – контур газоносности; 2 – контур нефтеносности

Ловушка, заполненная нефтью и газом, называется нефтегазовой залежью. Основными элементами нефтегазовой залежи (рис. 1.6 и 1.7) являются:

поверхность водонефтяного раздела (подошва нефtezалежи или водонефтяной контакт (ВНК));

внешний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с кровлей пласта;

внутренний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с подошвой пласта;

поверхность газонефтяного раздела (газонефтяной контакт (ГНК));

внешний контур газоносности – линия пересечения ГНК с кровлей пласта;

внутренний контур газоносности – линия пересечения ГНК с подошвой пласта;

газовая шапка – скопление свободного углеводородного газа над нефтью в залежи;

газовая залежь – ловушка, заполненная углеводородами в газообразном состоянии.

Все горизонтальные геометрические размеры залежи УВ определяются из проекции ее на горизонтальную плоскость. Высота нефтегазовой залежи находится как расстояние по вертикали от ВНК до наивысшей точки, а высота нефтяной залежи – как расстояние по вертикали между ВНК и ГНК.

Будем различать три группы нефтегазовых залежей:

пластовые (сводовые и экранированные ловушки);

массивные (многопластовые, рядом расположенные и гидродинамически не изолированные или плохо изолированные друг от друга ловушки);

литологически ограниченные.

Несколько однотипных нефтегазовых залежей, объединенных одной площадью земной коры, называют месторождением нефти и газа. Будем различать месторождения двух классов:

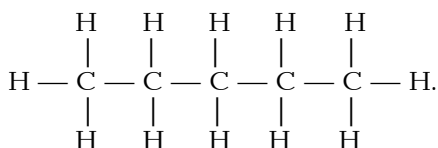
I – месторождения складчатых областей (Северный Кавказ, Крым, Прикарпатье, Туркмения, Ферганская область, о. Сахалин);

II – месторождения платформенных областей (Волго-Уральская зона, Западная Сибирь).

1.5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

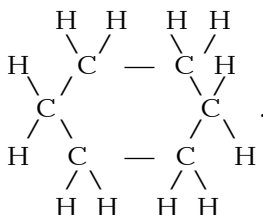
Как и все каустобиолиты, нефть содержит углерод, водород и кислород в следующих средних соотношениях: С 85 %; Н 13,5 %; О 1,5 %. Кроме этого, часто в нефти содержатся сера и азот (до 5 %).

Нефть составляют УВ трех основных групп: метановые, нефтеновые и ароматические. Метановые УВ (алканы) относятся к предельным УВ и соответствуют химической формуле C_nH_{2n+2}

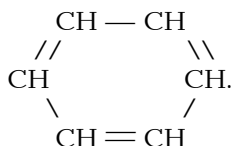


УВ с числом атомов углерода до 4 – газ, от 5 до 16 – жидкость, выше 16 – твердые (парафин).

Нафтеновые УВ – C_nH_{2n} (цикланы)



Ароматические УВ (арены) бедны водородом, а химическая формула имеет вид кольца (C_nH_n):



Различают нефти метановые (метановых УВ более 65 %), нафтеновые (нафтеновых УВ более 66 %), нафтенно-метановые и ароматические.

К основным показателям физических свойств нефтей относятся плотность, вязкость, температура застывания, кипения и испарения, теплота сгорания, растворимость, электрические и оптические характеристики.

Углеводородный природный газ образует как самостоятельные промышленные скопления, так и встречается в земной коре вместе с нефтью. Он представляет собой смесь нескольких газов: 95 % метан CH_4 , остальное – этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и другие метановые УВ. Основные свойства газа: молекулярная масса, плотность, вязкость, растворимость, сорбционная способность, упругость паров, критическое давление, теплотворность, теплоемкость, температура.

Как видим, нефть и газ – это сложные естественные соединения УВ. Как правило, нефть имеет темный цвет, резкий запах, масляниста наощупь; плотность нефти менее 1000 кг/м^3 . Газ бесцветен, не имеет запаха, тяжелее воздуха, ядовит; в смеси с воздухом взрывоопасен.

1.6. ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Для того чтобы открыть (обнаружить) нефтяное и газовое месторождение необходимо выполнить целый комплекс поисково-разведочных работ, который включает в себя несколько этапов: полевые, геологические работы, поверхностные геофизические и геохимические исследования, бурение разведочных скважин с одновременными глубинными исследованиями.

История разведочных работ на нефть и газ богата парадоксами. В 1859 г. американский полковник Дрейк пробурил удачную скважину в одной из низин штата Пенсильвания и это дало основание закладывать нефтегазовые скважины в пониженных частях рельефа местности. Однако многочисленные неудачи, связанные с этим правилом, привели к появлению

нию прямо противоположного мнения – искать нефть на возвышенностях рельефа. Это был более логичный подход, так как к возвышенностям часто приурочены антиклинальные складки. Следуя этому правилу, на побережье Мексиканского залива в 1901–1905 гг. выявили 17 месторождений нефти.

Оба метода называли методом «дикой кошки». Однако уже в тот период были сделаны попытки научно обосновать направление и методы разведочных работ на нефть и газ.

В 1863 г. российский академик Г.В. Абих опубликовал результаты своих исследований на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова. Основные выводы: нефтяные месторождения приурочены к антиклинальным складкам; пластовые флюиды дифференцируются по глубине: сверху газ, под ним нефть, ниже вода. Выводы Г.В. Абиха и высказанные позже аналогичные идеи американского геолога И.С. Уайта подтверждались опытом Мексиканских работ и были успешно использованы в 1913 г. при обнаружении Новогрозненского месторождения нефти. Поэтому и до сегодняшнего дня стремятся уже на раннем этапе разведки обнаружить прежде всего антиклинали.

Основная задача первого этапа разведки – выполнить геологическую съемку – метод изучения поверхностной геологии и геоморфологии местности, на основании чего составляется геологическая карта района. На этом этапе изучают выходящие на дневную поверхность элементы пластов и образцы горных пород, окаменевшие остатки древних животных и растений, измеряют углы и направление простирания (падения) пластов, выполняют необходимые лабораторные анализы.

Для более детальной структурной геологической съемки бурят мелкие картировочные и структурные скважины глубиной от 20 до 300 м, которыми «проходят» все наносные современные отложения и достигают коренных пород, устанавливая структуру их и отбирая пробы коренных пород для описания и последующего лабораторного изучения.

По результатам первого этапа работ строят геологическую карту района, на которой условными обозначениями отражают распространение пород различного возраста.

Более детально геология района описывается дополнительно предполагаемым сводным стратиграфическим разрезом в виде колонки с последовательно изображенными по глубине породами и структурной картой, отражающей поверхность характерного пласта и форму его распространения.

На втором этапе используют поверхностные геофизические, геохимические и биологические методы разведки, позволяющие косвенно установить вероятное местонахождение нефтегазового пласта.

Наибольшее распространение из поверхностных геофизических методов получили сейсмо- и электроразведка, грави- и магниторазведка.

В основе сейсморазведки лежат особенности распространения упругих колебаний в земной коре. Сейсмические волны (упругие колебания), вызванные искусственным путем (например, взрывом), в зависимости от плотности пород распространяются в них со скоростью 2–8 км/с. Чем плотнее порода, тем выше скорость сейсмической волны в ней. На границе пород различной плотности волны частично отражаются и возвращаются на поверхность Земли, а частично преломляются и продолжают распространяться в глубь Земли до новой границы пород разной плотности.

Отраженные сейсмические волны улавливают и регистрируют на земной поверхности приборами сейсмографами, а затем, анализируя время

прохождения волн в горных породах, устанавливают глубину залегания пород, образовавших волны, углы падения пластов, относительную плотность пород. По этим данным строят профили и карты глубинного рельефа. Заметим, что метод отраженных волн (МОВ) предложен российским геофизиком В.С. Воюцким в 1923 г., и с тех пор и до настоящего времени широко и успешно используется во всем мире.

Помимо МОВ в поверхностной геофизике широко распространены: корреляционный метод преломленных волн (КМПВ), основанный на регистрации преломленных волн при встрече их с границей раздела различных пород под так называемым критическим углом; метод регулируемого направленного приема (РНП); метод общей глубинной точки (ОГТ).

В последние годы взрыв как источник излучения упругих колебаний уходит в прошлое. Стали применять невзрывные методы: падающий груз (Джиограф), вибраторы (Вибросейс), механические излучатели на основе «закрытых» взрывов (Диносейс). Себестоимость этих методов по меньшей мере на 50 % ниже себестоимости взрывных методов.

В морской сейсморазведке в качестве излучателей колебаний чаще других используют пневматические и электроискровые источники.

Применение современной компьютерной техники позволило существенно улучшить сейсморазведку до возможности обнаружения залежей нефти и газа, которые выявляются по рассеиванию упругих колебаний в виде «яркого пятна» (так называемая АТЗ – аномалия типа залежь).

В основе электроразведки, разработанной французом Шлюмберже в 1923 г., лежит различие в удельном электрическом сопротивлении горных пород. Хорошо проводят электрический ток кристаллические породы, осадочные породы, насыщенные минерализованной водой; плохо проводят электрический ток пористые осадочные породы, насыщенные нефтью и газом. Поэтому по характеру искусственно создаваемого в земной коре электрического поля можно определить последовательность и условия залегания горных пород.

Технически электроразведка осуществляется так: через заглубленные в грунт металлические стержни – электроды создают в земной коре искусственное электрическое поле, а при помощи других стержней, расположенных между электродами, исследуют различные аномалии искусственно созданного электрического поля земной коры. Сравнивая нормальное поле с аномальным, устанавливают литологическую характеристику разреза и наличие скоплений УВ.

Гравиметрический метод основан на неоднородности гравитационного поля земной поверхности, обусловленной различной плотностью горных пород. В зонах распространения пород с низкой плотностью (например, каменной соли) ускорение силы тяжести меньше, чем в зоне распространения более плотных пород (например, гранита). Измеряя силу тяжести в разных точках земной поверхности, можно обнаружить аномальные отклонения в ту или иную сторону от нормальной силы тяжести и по этим данным дифференцировать распространение пород с различной плотностью. Прибор, фиксирующий аномалии силы тяжести, называют гравиметром.

В последние годы гравиметрический метод стал распознавать флюидонасыщенные пористые породы (коллекторы), причем, дифференцировать водоносные коллекторы от нефтеносных и газоносных, так как разница в плотности флюидов значительная (для нефти 60–80 кг/м³, для газа 160–220 кг/м³ в сравнении с водой).

В комплексе с гравиразведкой применяется магниторазведка, основанная на исследовании неоднородности магнитного поля на поверхности Земли, обусловленной неодинаковой магнитоактивностью горных пород (например, магматические породы более магнитоактивны, чем осадочные). Используемые приборы (магнитометры) способны фиксировать магнитные аномалии даже с самолета или вертолета, что существенно ускоряет и облегчает магниторазведку. Карта магнитных аномалий уточняет результаты гравиразведки.

Среди геохимических методов следует отметить газовую, люминесцентно-битуминологическую, радиоактивную съемку, а также гидрохимический метод.

Газовая съемка, впервые предложенная В.А. Соколовым в 1929–1930 гг., основана на возникновении на поверхности Земли над нефтегазовыми залежами ореола повышенной концентрации УВ за счет фильтрации, диффузии и проникновения по трещинам глубокозалегающих УВ к дневной поверхности. Исследуя пробы грунтов и грунтовых вод при помощи чувствительных анализаторов, устанавливают области повышенных концентраций УВ, под которыми наиболее вероятны залежи нефти и газа.

Люминесцентно-битуминологическая съемка исследует ореол рассеяния битумов. Над нефтегазовыми залежами содержание битума в грунте повышенное, что устанавливается путем отбора образцов грунта с последующим определением их люминесцентной характеристики в ультрафиолетовом свете.

Радиоактивная съемка обнаруживает пониженное распределение радиоактивных элементов в породах в зоне распространения нефтегазовых залежей. Однако из-за неуверенности расшифровки метод пока широко не применяется.

Гидрохимическим методом исследуют химический состав подземных вод, содержание в них растворенных газов и УВ (аренов). По мере приближения к нефтегазовым залежам концентрация этих компонентов в водах увеличивается, что является признаком скопления УВ.

Геохимические методы расширяют возможности поиска месторождений нефти и газа, позволяют не только устанавливать нефтегазоносность антиклинальных складок, выявленных геологической съемкой и графическими методами, но и обнаруживать скопления УВ в ловушках неструктурного типа, обнаружение которых другими методами практически невозможно.

Нельзя обойти вниманием так называемую бактериологическую съемку, основанную на поиске бактерий, развивающихся в среде УВ. Путем исследования почв изучаемой площади обнаруживают места скопления этих бактерий и, следовательно, проникновение из глубин УВ. Бактериологический анализ почв является хорошим подспорьем в обнаружении нефтяных и газовых залежей.

Третий, заключительный этап поисков и разведки нефтяных и газовых залежей состоит в бурении одной или нескольких разведочных скважин с целью уточнения геологического строения площади, отбора и подробного анализа образцов глубоко залегающих горных пород (кернов), вскрытия нефтегазоносных коллекторов и их исследования на предмет промышленного использования нефтегазовой залежи. В разведочных скважинах проводят разнообразные геофизические исследования, испытания пластов на приток флюида, термодинамические измерения и т.д. Разведочные скважи-

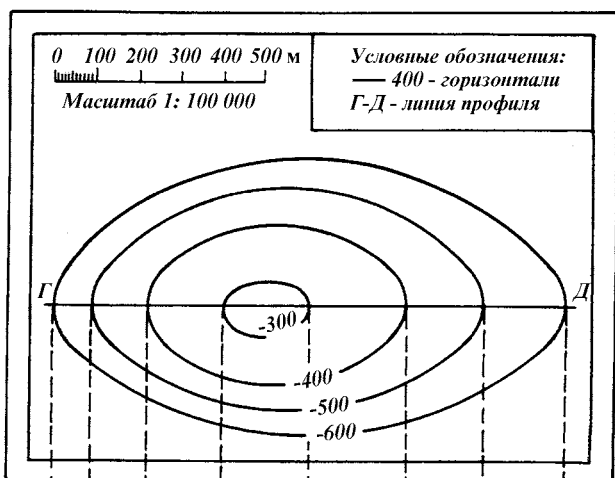
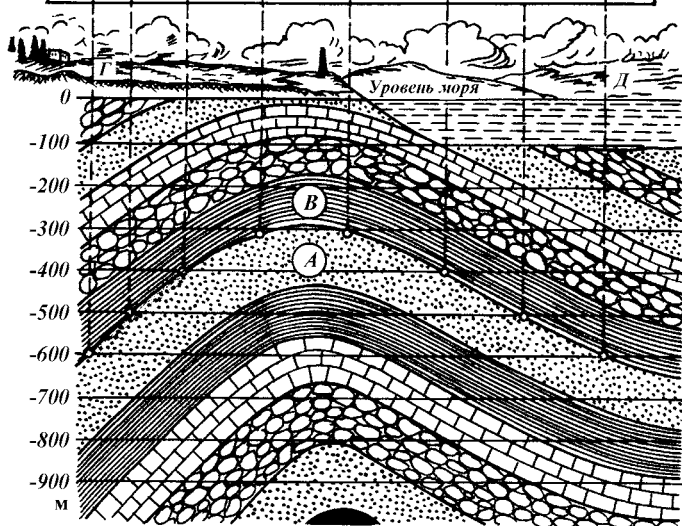


Рис. 1.8. Структурная карта, соответствующая кровле пласта А и подошве пласта В, и геологический профиль по линии Г-Д



ны должны дать конкретный ответ: имеется ли нефтяное или газовое месторождение на разведываемой площади, каково его промышленное значение, каковы свойства УВ.

Все разведочные данные обобщают в виде геологических профилей и

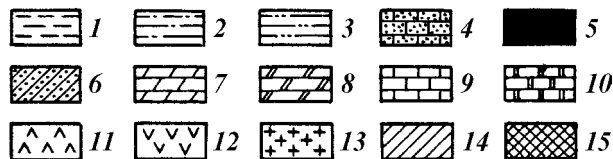


Рис. 1.9. Некоторые условные обозначения горных пород, наиболее часто используемые геологическими службами:

1 – глины; 2 – глины алевритистые; 3 – алевриты; 4 – песчаники; 5 – промышленная нефть; 6 – нефте- и газопроявления; 7 – мергели; 8 – мергели доломитовые; 9 – известняки; 10 – доломиты; 11 – ангидриты; 12 – гипсы; 13 – каменная соль; 14 – нефтепроявления; 15 – возможные коллекторы с нефтью или газом

структурных карт в масштабе (рис. 1.8), которые являются основой для надежного сооружения эксплуатационных скважин.

Для отображения литологической характеристики пород в разрезах используют условные знаки (см. рис. 1.9).

1.7. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Бурение скважин предполагает по первым скважинам представить геологический разрез, но в ряде случаев его приходится уточнять.

Разрезом скважины называется графическое изображение показателей, устанавливаемых на основании данных бурения скважины и определяющих характер проходимых пород. Разрез скважины должен иметь указания характерных особенностей конкретного нефтяного месторождения и мест осложнений, наличия газа, высоких и низких аномальных пластовых давлений.

Основным методом изучения и корректировки разрезов является изучение образцов пород, поднятых в процессе бурения.

Комплекс наблюдений при бурении для составления нового или уточнения существующего разреза сводится к следующему: проведение исследований и наблюдений, необходимых для составления детального комплексного разреза скважин, в том числе комплекса геофизических работ, лабораторное и промысловое изучение образцов – кернов, шлама, флюида пласта, выходящего с буровым раствором из скважины, исследование физико-химических свойств воды, нефти и газа и т.д. Отбор керна с помощью колонковых долот обеспечивается еще недостаточно качественно, и вынос его не превышает обычно 50–80 %.

В настоящее время используют следующие методы для составления представления о разрезе пород, проходимых скважиной: изучение внешнего вида кернового материала и шлама, анализ срабатываемости долот, изменение механической скорости бурения и проходки на долото, геофизические методы (каверно- и профилометрия, электрокаротаж, газовый каротаж), физико-химические методы анализа пород, отобранных при бурении скважин.

Изучение разреза скважины по внешним признакам подразумевает определение литологического состава пород (по керну) с последующим сопоставлением их с кернами других близко расположенных скважин для установления наиболее характерных (опорных) горизонтов, литологическая характеристика которых постоянна, а мощность часто фиксирована. По кернам нескольких скважин удается установить тектонические нарушения.

По анализу шлама предположительно определяют породы, проходимые в процессе бурения. В основе этого анализа лежат определение гранулометрического состава шлама в буровом растворе и установление его минералогической характеристики. Для проведения указанного анализа применяют емкость с сетками размером 1; 0,25 и 0,1 мм.

Анализ времени и характера срабатываемости буровых долот, изменения механической скорости бурения и проходки на долото (механический каротаж) предусматривает учет твердости проходимых пород и изменение в связи с этим технологических параметров. В практике за оценочный параметр принимают крепость горных пород, что применительно к бурению

пока еще недостаточно уточнено. Считается, что при прочих равных условиях время бурения 1 м скважины прямо пропорционально коэффициенту крепости пород. Общепринятой качественной оценкой крепости горных пород считается следующая. Породы делят на крепкие, твердые, средние, слабые, мягкие. На разрезе скважины породы установленной крепости окрашиваются в различные цвета.

Наиболее полно геологический разрез скважины изучается с помощью геофизических методов. Они основаны на измерении некоторых физических параметров горных пород, прямо или косвенно связанных с их литологией, коллекторскими свойствами и водонефтегазонасыщенностью.

При вскрытии пласта установившиеся условия нарушаются, изменяются свойства пластовых флюидов, движение и перераспределение в пористой среде. Вода, нефть и газ располагаются в пласте обычно в соответствии с их плотностью. В газовой залежи при отсутствии нефти газ залегает непосредственно над водой. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит. Это остаточная (связная) вода. Ее количество может изменяться от долей процента до 70 % объема пор (т.е. до 20–25 % объема коллектора). Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта «зеркала вод» не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % до значения содержания связной воды в повышенных частях залежи.

1.8. СОСТАВ И МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Пластовые воды оказывают весьма существенное влияние на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды – постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют большую роль в поисках, формировании и разработке залежей.

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов. По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры.

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, pH, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов – бактериологический или микробиологический.

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов. Она оценивается по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре 105–110 °С. По размеру сухого остатка воды разделяются на пресные (содержание солей < 1 г/л), слабосоленые (1–5 г/л), соленые (5–10 г/л), соленые (10–50 г/л), рассолы (≥ 50 г/л).

Главные химические компоненты в подземных водах: хлор – ион (Cl^-),

сульфат – ион (SO_4^{2-}), гидрокарбонатный и карбонатный ионы (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}), а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов: натрия Na^+ , кальция Ca^{2+} , магния Mg^{2+} , железа и SiO_2 (в коллоидном состоянии). В воде растворяются азот, кислород, углекислый газ, сероводород и т.д. В настоящее время принята форма химического анализа воды – ионная. Так как молекулы солей в растворе распадаются на катионы и анионы, те и другие должны находиться в эквивалентных количествах. Для перевода результатов анализа воды, выраженных в ионной форме, в эквивалентную, следует количество каждого найденного элемента (в мг/л) разделить на его эквивалентную массу. Эквиваленты ионов могут быть выражены также в процентах от суммы анионов и катионов, каждая сумма анионов и катионов принимается за 50 или 100 %.

Для подземных вод нефтегазовых месторождений характерно повышенное содержание иода, брома, бора, аммония и вблизи нефтяной залежи – нафтеновых кислот. По химическому составу это обычно хлоридно-кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией 50 г/л и выше. Воды нефтяных месторождений бывают кислые и щелочные гидрокарбонатно-натриевого и иногда хлоридно-сульфатно-натриевого состава.

При оценке подземных вод (для питания паровых котлов, хозяйственных целей и т.д.) следует обращать внимание на жесткость воды, под которой понимают свойство воды, обусловленное содержанием в ней солей кальция и магния: $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, CaCO_3 , CaCl_2 , MgCl_2 . Различают жесткость общую, характеризующуюся присутствием солей Ca и Mg, постоянную, обусловленную содержанием солей Ca и Mg, за исключением бикарбонатов, и временную, определяемую наличием бикарбонатов Ca и Mg. Временная жесткость воды может быть найдена по разности общей и постоянной. Кипяченая вода характеризуется только постоянной жесткостью. Природные воды по жесткости разделяются на следующие типы: очень мягкие, умеренно жесткие, жесткие и очень жесткие.

В основу классификации пластовых вод по Пальмеру положено соотношение в воде количеств ионов щелочных металлов K^+ и Na^+ (a), ионов щелочноземельных металлов Ca^{2+} и Mg^{2+} (b) и анионов сильных кислот Cl^- (d).

В зависимости от преобладания тех или иных ионов в воде Пальмер разделяет все воды на пять классов:

I.....	$d < a$
II.....	$d = a$
III.....	$a < d < a + b$
IV.....	$d = a + b$
V.....	$d > a + b$

Для характеристики качества воды используются шесть показателей: первичная соленость, первичная щелочность, вторичная соленость, вторичная щелочность, третичная соленость, третичная щелочность.

В соответствии с классификацией природных вод по В.А. Сулину, применяемой в нефтегазодобывающей промышленности, последние подразделяются на четыре генетических типа: I – сульфатно-натриевые; II – гидрокарбонатно-натриевые; III – хлормагниевого; IV – хлоркальциевого. Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливается по отношению эквивалентов отдельных ионов. Каждый тип вод под-

разделяется на группы: А – гидрокарбонатные, Б – сульфатные, В – хлоридные. Группы, в свою очередь, подразделяются на классы и подгруппы. Воды относятся к определенной группе и подгруппе на основании отношения эквивалентов отдельных ионов.

В большинстве пластовых вод содержатся анионы и мыла нафтеновых и жирных кислот, фенолы и азотсодержащие кислоты.

1.9. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Геофизические исследования (каротаж) дают возможность уточнить по всей глубине скважины ее геологический разрез: литологический состав пород и интервалы их однородности, мощность пластов, интервалы залегания нефтяных, газовых и водяных горизонтов, а также пористость и проницаемость пород, границы ВНК и ГНК, температурное поле разреза.

В настоящее время известно более 40 видов каротажа. Основные из них: электрические, радиоактивные, термические, акустические, индукционные, геотермические методы.

Электрические методы основаны на измерении характеристик электрического поля в стволе скважины. Специальным глубинным прибором, опускаемым в скважину на многожильном кабеле, измеряют и регистрируют на ленте удельное электрическое сопротивление горных пород разреза (кривая КС) и изменение естественных электрических потенциалов (кривая ПС). Против таких пород, как известняки и насыщенные нефтью песчаники, регистрируется значительное кажущееся электрическое сопротивление, а против глин и водоносных песчаников – существенно меньшее. Вследствие гидродинамической связи бурящейся скважины с проходимыми горными породами между ними происходят незначительные перетоки разнородных жидкостей (пластового флюида и промывочного агента), вследствие чего возникает электродвижущая сила (ЭДС) (подобно ЭДС внутри аккумулятора с электролитом). В более проницаемых породах жидкость перемещается быстрее, и создается большая разность естественных потенциалов. Так, против хорошо проницаемых песков и песчаников возникает аномалия естественной разности потенциалов по сравнению с плохо проницаемыми глинами и известняками.

Специалисты, изучая и сопоставляя кривые КС и ПС, выделяют в разрезе породы различных типов: пески, песчаники, глины, известняки. По очень большим аномалиям КС определяют интервалы залегания нефтегазовых горизонтов (напомним, что нефть и газ диэлектрики).

Весьма информативными методами промысловых геофизических исследований являются радиоактивные методы: гамма-метод (ГМ), гамма-гамма-метод (ГГМ), нейтронный гамма-метод (НГМ) и др. С помощью этих методов исследуют естественную и наведенную радиацию горных пород разреза скважины. А так как разные по литологическому составу и типу горные породы имеют различную радиоактивность, то по зарегистрированной амплитуде этих характеристик специалисты уверенно дифференцируют разрез скважины.

С помощью термометрического каротажного зонда (электротермометра) измеряют температуру в стволе скважины, и результаты измерений используют при расчете обсадных колонн, подборе рецептур цементного

раствора, оборудовании устья скважины. Помимо этого, зарегистрированная термограмма показывает более низкую температуру против проницаемых пластов, куда проникал промывочный агент и охлаждал пласт, а также против газонасыщенных пород за счет адиабатного расширения газа вблизи скважины.

Акустический каротаж – сравнительно новый метод в промыслово-геофизических исследованиях. В его основе лежит регистрация упругих колебаний, возбуждаемых в скважине на различной глубине. Скорость распространения колебаний в породах в радиальном направлении, особенность их затухания позволяют оценить пористость пород. Этот метод обычно используют в комплексе с индукционным каротажем, который позволяет выделить среди пористых пород нефтеносные коллекторы.

Простым, но информативным методом являются каверно- и профилометрия. Особым прибором каверномером измеряют и регистрируют изменение диаметра ствола скважины по глубине. Чем устойчивее порода, тем ближе диаметр ствола к номинальному (диаметру долота). В рыхлых породах (глинах, песках и т.д.) стенки скважины размываются промывочным агентом и разрушаются бурильной колонной, в результате возникают значительные уширения ствола – каверны, что четко регистрируется на кавернограмме в виде аномалий кривой.

Данные кавернометрии используют также при расчете цементирования скважины, так как они позволяют уточнить необходимые объемы цементного раствора.

Все виды геофизических исследований используются в комплексе. Современная каротажная станция для глубинных геофизических исследований массой около 20 т монтируется на автомобилях. Она оснащена 7-жильным бронированным кабелем наружным диаметром 12 мм, рассчитанным на разрывное усилие до 8 т (масса 1000 м кабеля равна 1 т). Кабель имеет термостойкую изоляцию, выдерживающую температуру до 300 °С.

Для обработки и интерпретации результатов геофизических исследований в настоящее время широко используют компьютеры.

В последние годы, в связи со значительным увеличением объемов бурения горизонтальных скважин, стали широко использовать скважинный автономный прибор электрического каротажа, который записывает данные на собственную магнитную ленту. Автономный прибор, перед подъемом бурильной колонны из скважины, проталкивают промывочным агентом через полость бурильной колонны к долоту. Его нижняя часть – гибкий зонд – проходит через отверстие долота и в процессе подъема бурильной колонны из скважины дает сигналы на магнитную ленту об электрических свойствах горных пород по глубине.

Совместный анализ каротажных диаграмм, записанных в одном масштабе глубин, позволяет специалистам однозначно определить не только литологические характеристики разреза скважины и дать рекомендации для выполнения последующих технологических операций, но и точно установить глубины залегания и мощность нефтегазоносных горизонтов, подлежащих испытанию для целей промышленного использования.

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Нефть и газ добывают, пользуясь скважинами, основными процессами строительства которых являются бурение и крепление. Необходимо осуществлять качественное строительство скважин во все возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки с целью обеспечить страну нефтью и газом при снижении трудо- и энергоемкости и капитальных затрат.

Бурение скважин – единственный источник результативной разведки и приращения запасов нефти и газа.

Скважины на нефть и газ могут быть систематизированы следующим образом:

структурно-поисковые, назначение которых – установление (уточнение) тектоники, стратиграфии, литологии, оценка продуктивности горизонтов (без дополнительного строительства скважин);

разведочные, служащие для выявления продуктивных объектов, а также для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газоносных пластов;

добывающие (эксплуатационные), предназначенные для добычи нефти и газа из земных недр; к этой категории относят также нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины;

нагнетательные, предназначенные для закачки в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны; эти меры направлены на удлинение периода фонтанного способа добычи нефти или повышения эффективности добычи;

опережающие добывающие, служащие для добычи нефти и газа с одновременным уточнением строения продуктивного пласта;

оценочные, назначение которых – определение начальной водонефте-насыщенности и остаточной нефтенасыщенности пласта (и для проведения иных исследований);

контрольные и наблюдательные, предназначенные для наблюдения за объектом разработки, исследования характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефте-насыщенности пласта;

опорные скважины бурят для изучения геологического строения крупных регионов, установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа.

Производственная деятельность буровых предприятий неизбежно связана с техногенным воздействием на объекты природной среды. В силу специфических особенностей ведения горных работ процессы сооружения скважин оказывают отрицательное влияние на лито-, гидро- и биосферу. Техногенез при бурении скважин носит химико-токсический и физико-механический характер и проявляется в нарушении естественного экологического равновесия экосистем, снижении хозяйственной ценности гидросферы, падении ресурсо- и биогенетического потенциала биосферы и деградации отдельных компонентов природной среды. Для предупреждения

загрязнения окружающей среды в процессе строительства скважин должен соблюдаться комплекс природоохранных мероприятий.

Охрана окружающей среды при строительстве скважин включает:

защиту недр от загрязнения и рациональное использование природных минеральных ресурсов;

защиту земной поверхности (лито-, гидро- и биосферы) и воздушного бассейна от негативного влияния техногенных факторов при бурении и разработке нефтегазовых месторождений.

Охрана недр – это совокупность мероприятий по наиболее полному извлечению полезного ископаемого или максимально возможному сокращению его потерь, наиболее рациональному использованию минеральных ресурсов в хозяйстве, исключающих неоправданные потери минерального сырья и топлива, а также отрицательные воздействия на природу.

Охрана земной поверхности и воздушного бассейна – это совокупность правовых, организационных, экономических и инженерных мероприятий по исключению загрязнения объектов гидро-, лито- и биосферы материалами, химреагентами, технологическими жидкостями, используемыми при ведении буровых работ, образующимися отходами, а также физико-механического воздействия на компоненты природной среды, приводящего к нарушению нормального функционирования экосистем.

Сохранение окружающей среды в нефтегазодобывающей промышленности на экологически безопасном (нормативном) уровне имеет свои особенности, которые необходимо учитывать при строительстве скважин, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. К основным из них относятся следующие:

1) разрушение покрова Земли и растительности при строительстве скважин;

2) проникновение бурового раствора (или его фильтрата) в поры и трещины пластов с полезными ископаемыми. Особенно опасны гидроразрывы пластов с последующим поглощением бурового раствора;

3) открытые нерегулируемые газонефтеводопроявления;

4) крепление буровых скважин с поглощениями тампонажного раствора или его фильтрата на глубину, большую, чем предусмотрено технологическими соображениями;

5) движение флюидов между пластами по любым причинам;

6) закачка значительных объемов различных растворов и материалов в пласты при бурении в условиях поглощений;

7) воздействие на пласты различными методами (тепловыми, химическими, силовыми и др.) с целью увеличения и ускорения поступления флюидов к скважине.

2.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Нефтяная или газовая скважина – это приблизительно цилиндрическое сооружение в глубь Земли, включающее преимущественно вертикальную или наклонную горную выработку в непродуктивной зоне пород и соединенную с ней выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных труб и цементных оболочек и фильтр, обеспечивающий надежную гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Основными элементами скважины

являются: устье, забой, ствол, обсадная колонна, фильтр, цементное кольцо.

Устье – это начало скважины, образованное короткой вертикальной зацементированной трубой – направлением.

Забой – это дно ствола скважины.

Ствол – это горная выработка, внутри которой располагаются обсадные колонны и производится углубление скважины.

Обсадная колонна – это свинченные друг с другом и опущенные в ствол обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород. Различают первую обсадную колонну – кондуктор, последнюю обсадную колонну – эксплуатационную колонну, в том числе хвостовик, промежуточные обсадные колонны, в том числе летучки (лайнеры).

Фильтр – участок скважины, непосредственно соприкасающийся с продуктивным нефтяным или газовым горизонтом. Фильтром может служить необсаженный колонной участок ствола, специальное устройство с отверстиями, заполненное гравием и песком, часть эксплуатационной колонны или хвостовика с отверстиями или щелями.

Цементное кольцо – затвердевший цементный раствор, закачанный в кольцевое пространство между стволом и обсадной колонной с целью его герметизации.

Система обсадных колонн и цементных колец за ними составляют крепь скважины.

Только сооруженная скважина может ответить на вопрос: имеется ли в данном районе нефтяное или газовое месторождение и какова промышленная ценность залежи УВ.

Сооружение скважины, независимо от ее назначения (разведочная, параметрическая, эксплуатационная и т.д.), включает в себя следующие основные этапы:

1. Геологическое обоснование места сооружения и составление проекта скважины, которые позволяют наилучшим образом выполнить поставленную задачу.

2. Монтаж технических средств для наиболее качественного и экономичного сооружения скважины.

3. Проводку ствола скважины, обеспечивающую высокую скорость углубления при минимальных затратах.

4. Глубинные геофизические и технологические исследования, позволяющие подробно изучить геологический разрез, термодинамические параметры вскрытых скважиной пластов, отобрать образцы горных пород и пластовых флюидов для лабораторных исследований.

5. Крепление ствола обсадными трубами и цементом, обеспечивающее длительную безаварийную эксплуатацию скважины как инженерного сооружения и ее экологическую безопасность.

6. Изготовление глубинного фильтра, обеспечивающего качественную и надежную гидродинамическую связь продуктивного пласта с полостью эксплуатационной колонны и препятствующего проникновению в колонну горной породы и других загрязняющих УВ примесей.

7. Оборудование устья скважины, включающее, при необходимости, подвеску колонны насосно-компрессорных труб, обеспечивающее качественное испытание скважины и дальнейшую длительную эксплуатацию ее как объекта добычи УВ.

2.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ КАК ИНЖЕНЕРНОГО СООРУЖЕНИЯ

Для геологического обоснования места заложения скважины привлекают все имеющиеся у геологов материалы по интересующей площади: результаты поверхностных геологических и геофизических исследований данной площади, геологические карты и профили аналогичных площадей, результаты картировочного бурения и сведения о так называемых опорных скважинах, данные о грунтовых и артезианских водах, сведения о поверхностных нефтегазопоявлениях, общие сведения о строении осадочного чехла Земли и др.

Как разведочные, так и эксплуатационные первые скважины закладывают в предполагаемых наивысших точках обнаруженной благоприятной структуры, чтобы наверняка вскрыть углеводородную зону газонефтяной ловушки. По полученным из первых скважин сведениям выбирают местоположение последующих скважин, перед которыми ставится более широкая задача – определить размеры залежи, положение ВНК и ГНК, эффективную мощность продуктивных пластов, изменение по простиранию их пористости и проницаемости, уточнить структурную карту месторождения (карту изогипс), получить данные для определения термодинамических параметров продуктивных пластов и построения карт изобар и изотерм, а в конечном итоге – подсчитать или уточнить промышленные запасы месторождения УВ и обосновать или уточнить систему его разработки (построить карту разработки).

При этом скважины могут быть заложены как в пределах залежи УВ, так и за ее пределами (за пределами ВНК).

Для обоснования места заложения скважины учитывается также необходимость изучения пород и перспективы нефтегазоносности пластов, залегающих ниже разведываемой или разрабатываемой залежи УВ (совмещение геологических и промысловых задач).

После выбора места заложения составляют проект этой скважины, основными разделами которого являются:

конструкция (соотношение диаметров и длин ствола, его ориентация; интервалы спуска, диаметры, толщина стенок и марки стали обсадных колонн; интервалы цементирования; тип и конструкция фильтра; другие необходимые элементы скважины);

технология проводки ствола (типы и размеры породоразрушающего инструмента – долот; режимы бурения – интенсивность циркуляции очищающего забой и ствол от выбуренной породы агента, скорость вращения долота, усилие со стороны долота на разрушаемый им забой; тип и физические свойства очищающего скважину агента; тип, соотношение диаметров и длин секций буряющей колонны; тип и размер забойного двигателя в случае его использования);

технология вскрытия продуктивных пластов (тип и физические свойства промывочного агента при проводке ствола в фильтровой зоне; соотношение давлений в скважине и пласте; способ закрепления ствола в фильтровой зоне; метод обеспечения притока пластового флюида в скважину и извлечения его на поверхность; другие технологические приемы и технические средства);

технология крепления ствола скважины (спуск и цементирование кондуктора, промежуточных и эксплуатационной колонн; конструкция низа эксплуатационной колонны и фильтра; тип цемента, физические свойства цементного раствора в жидком и затвердевшем состояниях, интенсивность его транспортировки в заколонное пространство; способ цементирования колонн и оснастка их дополнительными устройствами; длительность ожидания затвердения цементного раствора; способ испытания качества крепления ствола скважины);

технология испытания скважины как объекта эксплуатации (геометрические размеры колонны лифтовых труб; оборудование устья скважины эксплуатационной арматурой; способ вызова притока из пласта на дневную поверхность; режимы и длительность исследования производительности скважины);

наземное грузоподъемное и приводное оборудование для бурения ствола (вышка; ротор для вращения бурильной колонны; талевая система и лебедка для выполнения спускоподъемных операций; двигатели для привода лебедки и ротора; вспомогательное оборудование и приспособления);

поверхностная циркуляционная система для приготовления, регулирования свойств и очистки промывочного агента (емкости с перемешивателями; блок приготовления, утяжеления и регулирования свойств; блок очистки – вибросита, гидроциклоны, центрифуги);

буровые насосы (марка, диаметры цилиндров, производительность, тип и мощность приводных двигателей).

2.3. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Оборудование для сооружения нефтяных и газовых скважин, особенно глубоких и сверхглубоких, достаточно громоздкое и массивное, поэтому почти все его элементы устанавливают на мощные железобетонные фундаменты или сварные конструкции из толстостенных бурильных труб при блочном монтаже оборудования.

Все оборудование для сооружения скважины можно условно объединить в несколько основных блоков:

1 – буровая вышка с талевой системой, подъемной лебедкой, элементами управления и настилом для сборки, приемки, хранения бурильных и обсадных труб;

2 – силовой блок, состоящий из нескольких дизельных или электрических двигателей, предназначенный для привода ротора и подъемной лебедки, включающий систему трансмиссий, редукторов, карданов и шкивов;

3 – насосный блок для промывки ствола скважины, включающий один-два или три буровых насоса с электрическим или дизельным приводом.

4 – циркуляционная система, включающая несколько емкостей для хранения бурового раствора, перемешиватели с электроприводом, блок приготовления и регулирования свойств бурового раствора, блок очистки от выбуренной породы, желоба с шиберами для манипуляции с выходящим из скважины при бурении потоком жидкости.

Буровая вышка либо монтируется при помощи подъемников и домкратов отдельными секциями с последующим их соединением, при этом первым монтируют верхний пояс с кронблоком, а последним – нижний пояс,

либо собирается горизонтально на земле, а затем тракторами и подъемными стрелами поднимается в вертикальное положение. Если позволяет рельеф местности, то иногда вышки собирают на центральной базе, затем транспортируют к месту сооружения скважины при помощи мощных платформ и тракторов.

После установки вышки на фундаменты или платформы ее укрепляют растяжками, затем устанавливают подъемную лебедку, оборудуют направлением устья скважины.

Следующим этапом монтируют силовой блок для привода лебедки и ротора, трансмиссионную систему, систему пневматических муфт и гидротормоза, пульт управления. Лебедку оснащают талевым канатом, другой конец которого пропускают через шкивы кронблока и талевого блока (полиспаста) и прикрепляют к основанию вышки специальным приспособлением. Устанавливают ротор и соединяют с двигателями цепной передачей посредством пневматической муфты.

Одновременно или поочередно монтируют насосный блок и циркуляционную систему. Привод насосов от двигателей осуществляют клиновыми ремнями и шкивами. Циркуляционную систему соединяют с буровыми насосами трубопроводами и оснащают виброситами для выделения из промывочного агента сравнительно крупных частиц выбуренной породы (шлам), пескоотделителями и илоотделителями для более тонкой очистки промывочного агента, дегазатором для очистки от газа.

На емкости для хранения бурового раствора устанавливают механические и гидравлические перемешиватели, центробежные насосы, осуществляющие подачу жидкости в буровые насосы, пескоотделители, илоотделители и блок приготовления и регулирования свойств промывочного агента. Отдельно устанавливают и обвязывают манифольдами с циркуляционной системой блок приготовления промывочного агента, основными узлами которого являются силосы – хранилища сыпучих материалов, дозаторы и смесительное устройство.

В зависимости от назначения скважины, ее глубины, геологических и климатических условий района, транспортного сообщения буровые установки комплектуются по-разному, при этом во всех случаях стремятся к наиболее простому набору бурового оборудования, обеспечивающему качественное, безаварийное, с минимальными затратами времени и средств, сооружение скважины.

2.4. ПРОХОДКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Бурение скважин известно человечеству еще до нашей эры. Так, в Китае бурили в те времена при помощи стволов полого бамбука скважины глубиной сотни метров с целью добычи пластовых флюидов (главным образом – воды).

В 20-х годах XIX века во Франции в провинции Артуа успешно пробурили несколько сравнительно глубоких водяных скважин. Схема бурения была такова: к трубе прикрепляли пикообразное долото, трубу подвешивали на полиспасте, и, используя силу тяжести трубы и долота, ударами, подобно падающей бабы копра, разрушали горную породу и углубляли ствол скважины. По мере накопления осколков породы их извлекали на дневную

поверхность при помощи специальной желонки, спускаемой в скважину на канате.

В 1845 г. французский инженер А. Фовель предложил очищать ствол скважины от осколков разрушенной породы циркуляционным потоком жидкости. Это предложение начало успешно применяться в 1859 г. в США полковником Дрейком.

Скорость проводки ствола скважины ударным способом достигала нескольких метров в сутки, а глубина скважины не превышала 500 м. Поэтому продолжались поиски новых способов бурения, и в начале XX века был изобретен вращательный роторный способ бурения, при котором разрушение породы на забое осуществлялось долотом, вращающимся при помощи установленного на устье скважины ротора через посредство бурильной колонны. Скорость проходки ствола возросла более чем на порядок, а глубина скважин – до 3–4 км.

С увеличением глубины возникла другая проблема – большие затраты энергии на преодоление сил трения бурильной колонны о стенки ствола скважины. Необходимо было перенести привод долота как можно ближе к забою.

В 1922 г. нашим соотечественником инженером М.А. Капелюшниковым был изобретен новый метод бурения – турбинный, особенность которого в том, что долото вращает глубинный гидравлический двигатель (турбобур) – многоступенчатая гидравлическая турбина, рабочим телом для которой является циркулирующий промывочный агент.

К настоящему времени в практике бурения используются и другие погружные двигатели: электробур, представляющий собой специальный электродвигатель, к которому при помощи кабеля подводят электрический ток; вибробур, движение которого осуществляется посредством вибрации; винтobур, представляющий собой винтовой двигатель (винтовой насос «наоборот»).

Несмотря на большое разнообразие погружных двигателей, основной объем бурения нефтяных и газовых скважин осуществляют роторным способом.

Схематично современный способ проводки (бурения) ствола скважины можно представить следующим образом (рис. 2.1). Породоразрушающее устройство – долото, оснащенное режущими лезвиями или зубьями, вращается в горизонтальной плоскости либо ротором при помощи колонны труб (бурильной колонны), либо глубинным двигателем (турбобуром, электробуром, винтовым двигателем), режущими элементами внедряется в забой под действием осевой нагрузки, создаваемой частью бурильной колонны, скалывает частицы породы за счет вращательного движения и тем самым обеспечивает углубление забоя и ствола скважины. Промывочный агент (воздух, вода, азрированная жидкость, пена, буровой раствор, нефть, эмульсия и т.д.) буровым насосом подается под избыточным давлением из емкостей циркуляционной системы через буровой шланг высокого давления, вертлюг с вращающимся стволом, ведущую рабочую трубу (квадратную штангу), вращаемую ротором, бурильную колонну и долото к забою, подхватывает осколки разрушенной долотом горной породы и выносит их по кольцевому каналу между бурильной колонной и стенкой ствола скважины на поверхность. Попадая в поверхностную циркуляционную систему, промывочный агент поступает на вибрирующую сетку вибросита, где из него выделяются осколки выбуренной породы и выбрасываются в отвал, а

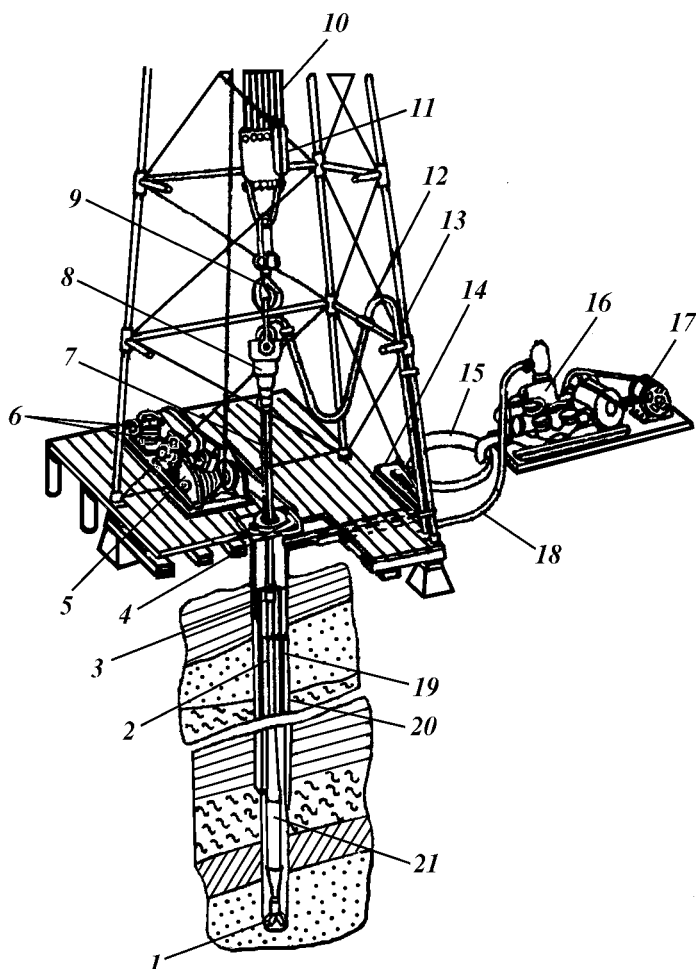


Рис. 2.1. Схема бурения скважины:

1 – долото; 2 – буровые трубы; 3 – переводник; 4 – ротор; 5 – лебедка; 6 – двигатели привода лебедки и ротора; 7 – ведущая труба; 8 – вертлюг; 9 – крюк; 10 – талевой канат; 11 – талевой блок; 12 – буровой шланг; 13 – вышка; 14 – желоба; 15 – емкость циркуляционной системы; 16 – буровой насос; 17 – двигатель насоса; 18 – нагнетательный трубопровод; 19 – обсадная колонна; 20 – тампонажный цемент; 21 – забойный двигатель

просеянный промывочный агент либо поступает сразу в емкости и оттуда снова подается буровым насосом в скважину, либо при необходимости дополнительно очищается от мелких частиц выбуренной породы системой гидроциклонов (пескоотделитель для более грубой очистки, илоотделитель для более тонкой очистки) и от газа дегазатором, после чего поступает в приемную емкость буровых насосов.

Если требуется улучшить технологические свойства промывочного агента, изменить его параметры или даже заменить его агентом другого типа, то используют блок приготовления и химической обработки с системой гидравлических и механических смесителей и дозаторов, механических и гидравлических перемешивателей циркуляционной системы.

2.5. БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Главная функция долота – разрушать горную породу на забое скважины и способствовать его очистке от осколков породы.

По принципу действия различают долота:

режуще-скалывающие (лопастные долота), применяемые для разрушения вязких и пластичных пород (глин) (рис. 2.2);

дробяще-скалывающие (шарошечные долота), применяемые для разрушения большинства пород (рис. 2.3);

режуще-истирающие (алмазные долота), применяемые для разрушения твердых абразивных пород (рис. 2.4).

По назначению буровые долота разделяют на долота для проходки ствола скважины сплошным забоем и долота для проходки ствола скважины кольцевым забоем (так называемые колонковые долота или бурильные головки).

Колонковые долота выполняют дополнительную функцию – обеспечивают отбор глубинных образцов разбуриваемых пород (кернов) (рис. 2.5).

Основными элементами всех долот являются: корпус, имеющий в верхней части коническую (замковую) резьбу для присоединения к колонне бурильных труб или погружному двигателю; промывочные устройства для направления струй промывочного агента на забой; породоразрушающие элементы.

Промывочные устройства – это отверстия, выходящие из полости корпуса долота наружу и направленные вниз, оснащенные, как правило, суживающимися насадками (гидромониторные долота) для ускорения потока

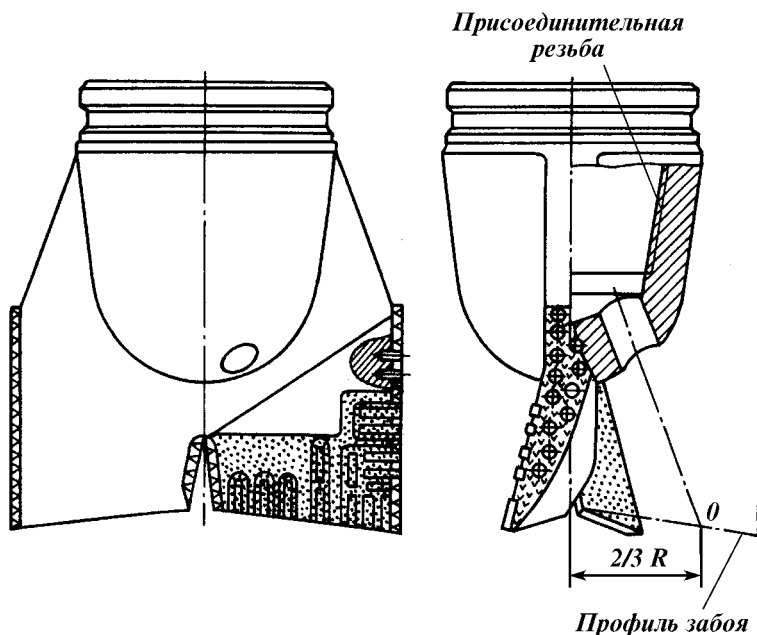


Рис. 2.2. Двухлопастное долото

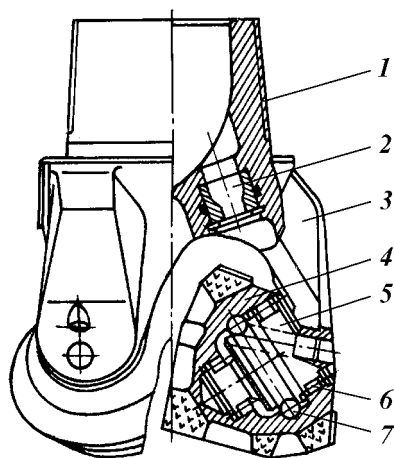


Рис. 2.3. Трехшарошечное долото:

а, б, в – соответственно для средних, твердых и крепких пород; 1 – присоединительная резьба; 2 – промывочный узел; 3 – секция долота; 4 – шарошка; 5 – цапфа; 6 – роликовый подшипник; 7 – шариковый замковый подшипник

промывочного агента, направленного на забой скважины. Насадки делают очистку забоя от осколков породы более совершенной (мгновенной), а в мягких породах дополнительно разрушают забой.

Породоразрушающими элементами, у лопастных долот являются приваренные к корпусу два или три ножа, армированные твердосплавными включениями; у шарошечных долот – это одна, две, три или четыре шарошки, каждая из которых оснащена зубьями и может вращаться на собственном валу в подшипнике, перекачиваясь по забою скважины и внедряясь в него зубьями; у алмазных долот – это полусферическая головка с фрезерованными выемками для циркуляции промывочного агента и выноса осколков породы с забоя скважины, оснащенная алмазными или корундовыми включениями в виде штырей с режущей кромкой или в виде малых сфер, вмонтированных в головку (шариков).

Работают долота следующим образом. Под действием осевой нагрузки, создаваемой силой тяжести части буровой колонны, породоразрушающие элементы (ножи у лопастных долот, зубья у шарошечных долот, штыри у алмазных долот) внедряются частично в горную породу на забое и за счет вращательного движения в горизонтальной плоскости скалывают частицы породы, которые мгновенно подхватываются постоянно циркулирующим промывочным агентом и транспортируются вверх на дневную поверхность по кольцевому пространству.

Механическая скорость проходки ствола скважины (интенсивность разрушения породы на забое) зависит как от типа используемого долота, так и от так называемых режимных параметров бурения, которые включа-

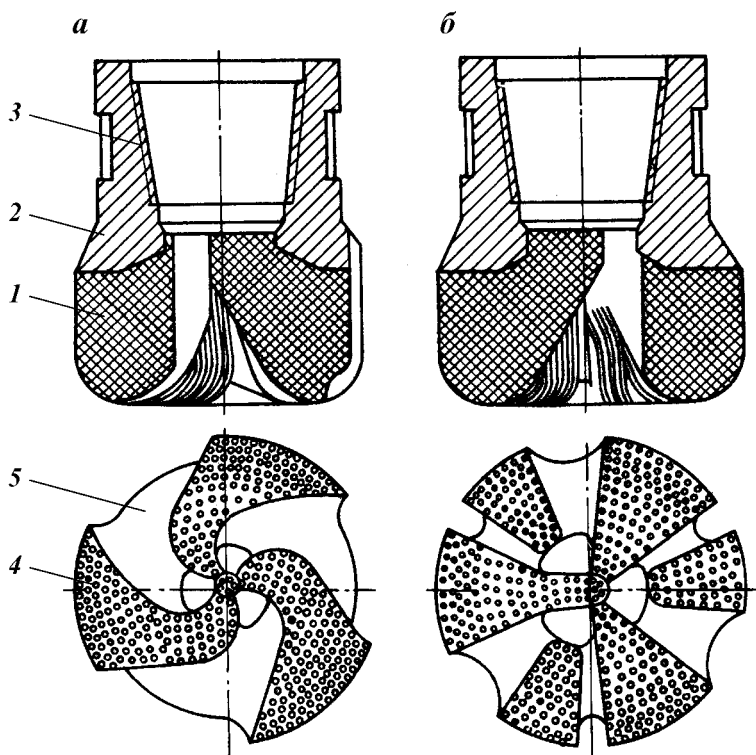


Рис. 2.4. Алмазное долото для бурения сплошным забоем:

а, б – разные конструкции рабочих элементов: 1 – алмазная несущая головка; 2 – корпус долота; 3 – замковая резьба; 4 – контактный сектор; 5 – выемка для циркуляции промывочного агента

ют осевую нагрузку на долото, скорость его вращения, интенсивность циркуляции промывочного агента (подача буровых насосов).

Основной объем бурения современных глубоких скважин осуществляют шарошечными долотами, так как они наиболее универсальны и могут использоваться в разнообразных геологических условиях.

Для проходки стволов скважин в породах с различными физико-механическими свойствами промышленность выпускает шарошечные долота различных типов, основные из которых:

«М» для разрушения мягких, нецементированных пород (глины, мягкие известняки, пески);

«МС» для разрушения мягких и средних по твердости неабразивных пород (мел, каменная соль, глинистые сланцы);

«С» для разрушения пластичных и хрупкопластичных неабразивных пород средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки);

«СТ» для разрушения хрупкопластичных пород средней твердости с пропластками твердых пород (песчаники, ангидриды, гипс);

«Т» для разрушения твердых пород (доломиты, твердые известняки);

«ТК» для разрушения твердых пород с крепкими пропластками (мелкокристаллические известняки и доломиты);

«К» для разрушения крепких пород (мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты).

Рис. 2.5. Схема колонкового долота:

1 – бурильная головка; 2 – керн; 3 – грунтотоноска; 4 – корпус колонкового набора; 5 – шаровой клапан

Кроме указанных основных типов долот выпускаются шарошечные долота промежуточных типов: МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, ОК.

Долота типа ОК используют для разрушения очень крепких пород (граниты, кварциты, диабазы).

Зубья (зубцы) шарошек изготовляют либо непосредственно на теле шарошки путем их фрезерования или накаткой, либо отдельно из твердых сплавов с последующей запрессовкой в специальных гнездах шарошки. Шарошки долот типов М, МС, С, СТ и Т имеют фрезерованные или накатанные зубья, высота и расстояние между которыми уменьшаются, а угол при вершине увеличивается от долот типа М к долотам типа Т. Зубья на шарошках расположены обычно концентрическими венцами, число которых увеличивается от типа М до типа Т.

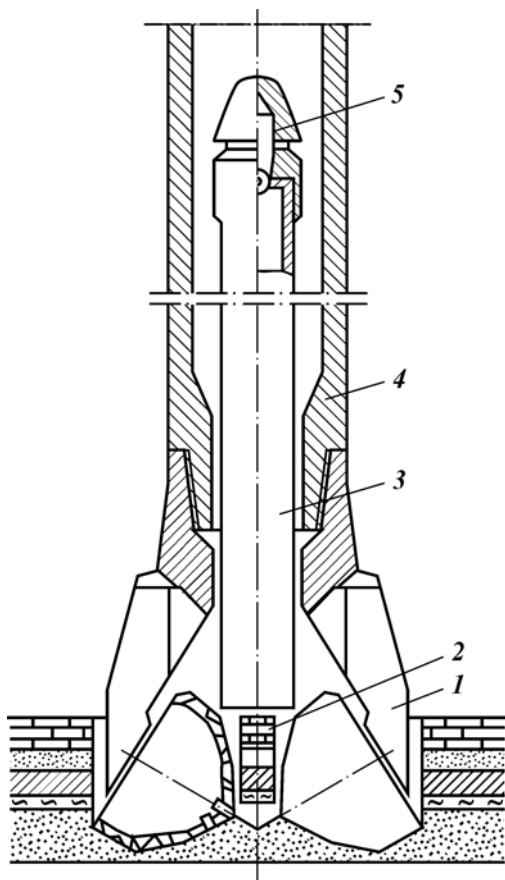
Шарошки долот типа ТК имеют на внутренних венцах фрезерованные или накатанные призматические зубья, а на периферийных сферические зубья из твердого сплава.

Шарошки долот типов К и ОК имеют на всех венцах сферические зубья из твердого сплава.

Шарошки типов МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ и ТКЗ предназначены для разрушения абразивных пород, поэтому оснащены запрессованными в них твердосплавными клиновидными зубьями. Число венцов и зубьев увеличивается от типа МЗ к типу ТКЗ.

В процессе бурения разведочных скважин для уточнения геологического разреза, изучения физических свойств горных пород и насыщающих их флюидов, зачастую в процессе проходки ствола скважины отбирают пробы горных пород (керны). Для этого породу на забое разрушают колонковым долотом, которое углубляет забой в виде кольцевой выработки, а остающийся цилиндрический целик породы поступает через центральное отверстие долота в специальную керноприемную трубу, оснащенную в нижней части кернорвателем. Пробурив в заданном интервале ствол колонковым долотом, бурильную колонну с долотом и керноприемной трубой поднимают на дневную поверхность, при этом в момент «отрыва» долота от забоя кернорватель обрывает своими пружинами целик породы от забоя и удерживает его в керноприемной трубе до извлечения на поверхность.

Если отбор керна проводят в интервале, превышающем длину керно-



приемной трубы, а работоспособность одного колонкового долота достаточна для всего интервала отбора керна, то используют так называемую съемную грунтоноску, которую периодически, по мере ее заполнения керном, извлекают на поверхность при помощи специального ловителя, спускаемого в полость бурильной колонны на канате. Освобожденную от керна съемную грунтоноску опускают в скважину и устанавливают в колонковом долоте.

Для целей бурения скважин промышленностью выпускается до 25 типоразмеров шарошечных долот – диаметром от 46 до 490 мм.

Многообразие характеристик долот обеспечивает проводку скважины любого практически целесообразного диаметра в любых достижимых горных породах как осадочного, так и магматического происхождения.

2.6. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Основное назначение бурильной колонны обеспечить гидравлическую и механическую связь работающего на забое долота и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием. Одновременно бурильная колонна служит инструментом для доставки на глубину буровых и колонковых долот, различных исследовательских приборов и устройств, снарядов и аварийно-ликвидационных приспособлений.

Две главные функции выполняет бурильная колонна в процессе проходки ствола:

- вращает долото и одновременно передает на него осевую нагрузку;

- создает замкнутую циркуляцию агента через забой скважины, обеспечивая очистку ствола от выбуренной породы и привод погружных гидравлических двигателей.

Бурильная колонна включает следующие основные элементы сверху вниз: рабочую (ведущую) трубу (рис. 2.6), бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы (УБТ) (рис. 2.7).

Рабочая труба, обычно квадратного сечения, служит для передачи вращения от ротора к бурильной колонне. Она фиксируется в отверстии ротора квадратными клиньями, вкладышами, в связи с чем вращается совместно со столом ротора и одновременно может перемещаться в осевом направлении по мере углубления забоя скважины.

Соединяется рабочая труба при помощи нижнего переводника с верхней трубой бурильной колонны, а при помощи верхнего переводника – с вращающимся стволом вертлюга – устройством, связывающим нагнетательную линию бурового насоса, подающего промывочный агент, с вращающейся бурильной колонной.

Заводами выпускаются ведущие трубы со сторонами квадратного сечения 112, 140 и 155 мм, с диаметром внутреннего канала соответственно 74, 85 и 100 мм. Длина ведущей трубы 13–14 м, материал – сталь группы прочности Д и марки 36Г2С.

Бурильная колонна может компоноваться из труб следующих конструкций:

- с высаженными внутрь концами (рис. 2.8, а);
- с высаженными наружу концами (рис. 2.8, б);
- с приваренными соединительными концами (рис. 2.9);

Рис. 2.6. Рабочая ведущая бурильная труба:
 1 – верхний переводник; 2 – рабочая ведущая труба; 3 – нижний переводник

с блокирующим пояском;
 беззамковые раструбные.

Трубы первых двух конструкций имеют наружную мелкую трубную резьбу и соединяются между собой при помощи бурильных замков или муфт (рис. 2.10). Трубы второй конструкции имеют по сравнению с трубами первой конструкции улучшенную гидравлическую характеристику, так как в них равнопроходной канал и, следовательно, минимальны местные гидравлические сопротивления потоку промывочного агента.

Бурильные трубы с приваренными соединительными концами имеют равнопроходной канал и соединяются друг с другом при помощи крупной замковой резьбы.

В бурильных трубах с блокирующим пояском вблизи резьбы по телу имеется проточка, на которую в горячем состоянии наворачивается часть замка с внутренней проточкой, в результате чего, после остывания, создается герметичный напряженный контакт между замком и трубой.

Промышленность выпускает бурильные трубы диаметром от 60 до 168 мм длиной 6; 8; 11,5–12,0 м из стали групп прочности С, Д, Е, К, L, М.

Бурильные трубы многократно соединяются в бурильную колонну по мере проводки ствола скважины, так как необходимо периодически заменять износившееся долото на новое и выполнять другие работы в скважине, требующие спускоподъемных операций с бурильной колонной. Крупная замковая резьба со значительной конусностью позволяет быстро за несколько оборотов свинчивать и развинчивать трубы, при этом герметичность обеспечивается напряженным контактом торцевых поверхностей замков.

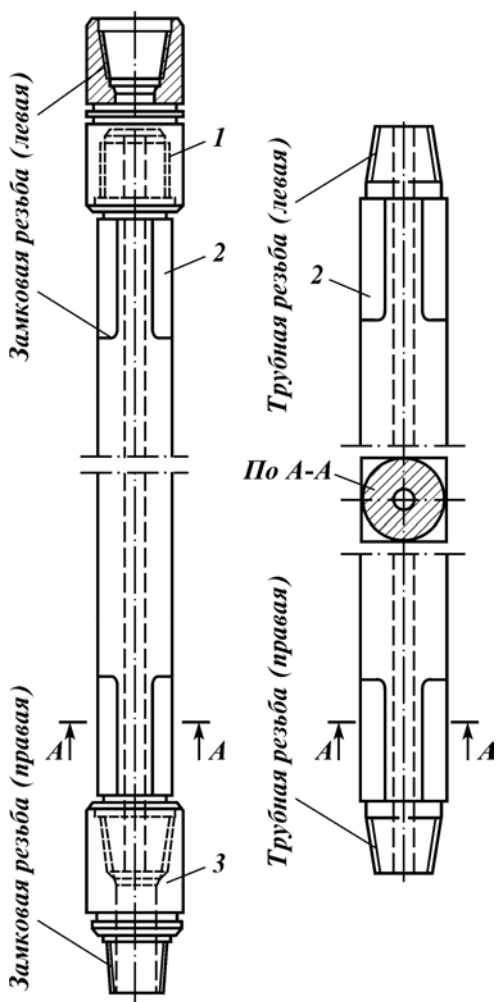
Для соединения бурильных труб используют замки трех типов:

ЗШ с диаметром канала, близкого к диаметру канала бурильных труб с высаженными внутрь концами;

ЗН с диаметром канала существенно меньшим диаметра канала труб;

ЗУ с увеличенным диаметром канала.

Замки первых двух типов используют для бурильных труб с высажен-



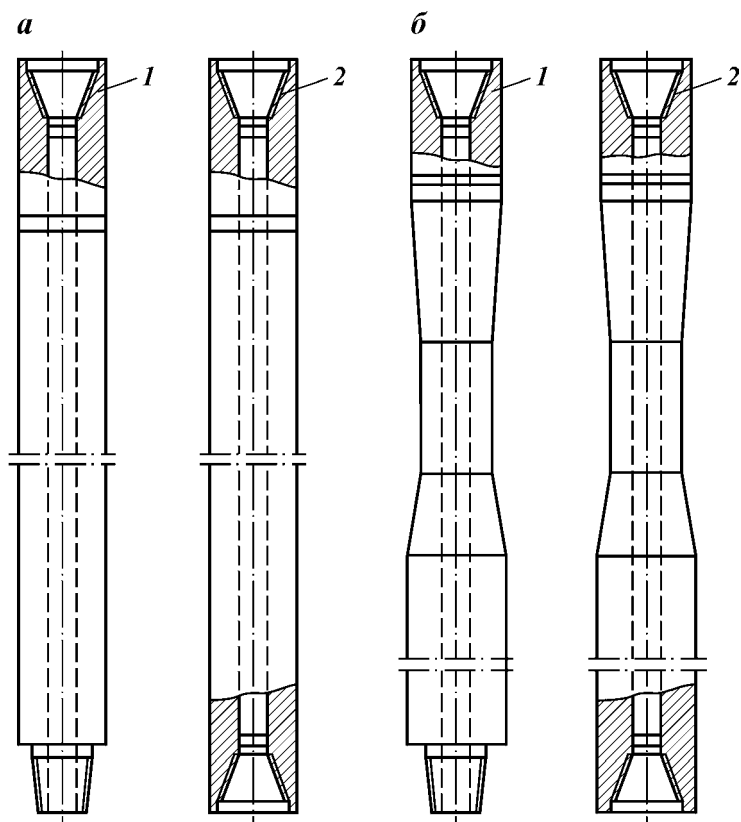


Рис. 2.7. Утяжеленные бурильные трубы:

а – с одинаковым диаметром; *б* – с проточным телом; 1 – тело трубы; 2 – замковая резьба

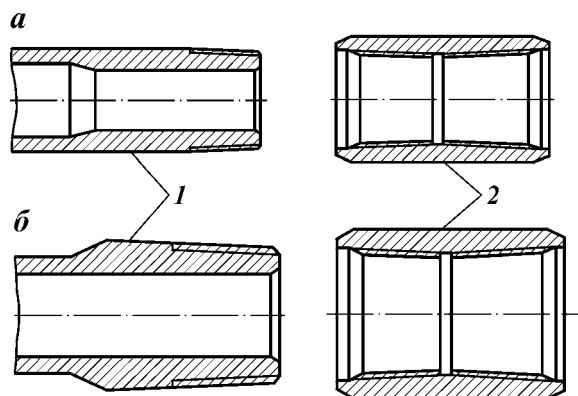


Рис. 2.8. Бурильные трубы:

а – с высаженными внутрь концами; *б* – с высаженными наружу концами; 1 – труба; 2 – муфта

ными внутрь концами, а замки последнего типа – для труб с высаженными наружу концами. Замки типа ЗУ предпочтительны для турбинного бурения, так как не создают значительных местных гидравлических сопротивлений потоку промывочного агента.

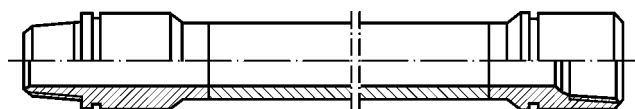
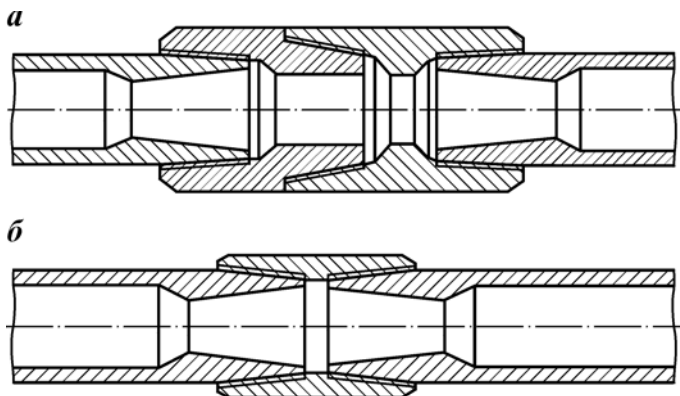


Рис. 2.9. Бурильная труба с приваренными соединительными концами

Рис. 2.10. Соединение бурильных труб с высаженными концами:

а – при помощи замков;
б – при помощи муфт



Для проводки стволов нефтегазовых скважин чаще всего используют бурильные трубы диаметром 114, 121, 146 и 168 мм. Их соединяют по две-три штуки в свечи, которые устанавливают вертикально внутри вышки на специальный подсвечник и тем самым значительно ускоряют и облегчают спускоподъемные операции.

При больших глубинах скважин нагрузки на вышку и талевую систему буровой установки во время спускоподъемных операций могут достигать недопустимых значений за счет силы тяжести бурильной колонны. В связи с этим вместо стальных труб в ряде случаев используют бурильные трубы из прочных алюминиевых сплавов, которые позволяют, при прочих равных условиях, снизить эти нагрузки по меньшей мере в 2 раза. Промышленность выпускает легкосплавные бурильные трубы с высаженными внутрь концами диаметром от 73 до 147 мм. На концах легкосплавных труб нарезана трубная резьба, а их соединение в виде бурильной колонны осуществляют навинчиваемыми на них стальными замками.

Важным элементом бурильной колонны являются утяжеленные бурильные трубы, одна из главных функций которых – создавать осевую нагрузку на долото, не допуская изгиба бурильной колонны. УБТ устанавливают непосредственно над долотом или погруженным двигателем. Трубы массивные за счет большой толщины стальной стенки (толщина стенок УБТ в несколько раз больше толщины стенок обычных бурильных труб).

Необходимым элементом в состав бурильной колонны входят различные переводники, предназначенные для соединения ведущей трубы с вертлюгом и бурильными трубами, бурильных труб с УБТ, УБТ с турбобуром или долотом.

Кроме того, бурильная колонна может оснащаться центраторами для предотвращения изгиба бурильной колонны и одностороннего примыкания ее к стенке ствола скважины, расширителями – долотами для увеличения диаметра ствола, кривыми переводниками и соапстоками для искривления ствола скважины в заданном направлении.

2.7. ПРИВОД ДОЛОТА

Углубление ствола скважины осуществляется посредством вращающегося долота при постоянно действующей на него осевой нагрузке.

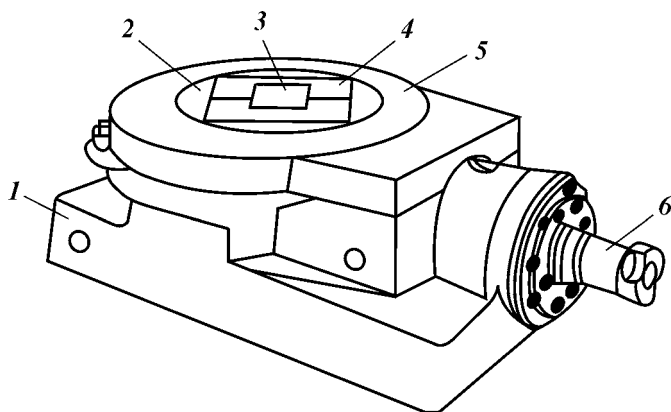


Рис. 2.11. Ротор

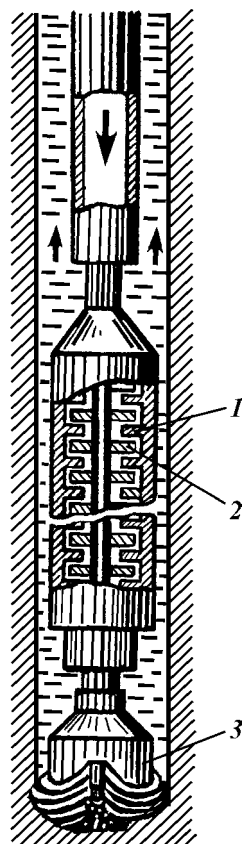


Рис. 2.12. Турбобур:
1 – статор; 2 – ротор; 3 – долото

Для вращения долота в одних случаях используют установленный на поверхности ротор, в других – погружной двигатель.

Ротор (рис. 2.11) является многофункциональным оборудованием буровой установки. Он не только передает вращение долоту через ведущую трубу и бурильную колонну, но и удерживает на весу бурильную колонну, если от нее отсоединена талевая система; является опорным столом при свинчивании и развинчивании бурильных труб во время спускоподъемных операций; служит стопорным устройством для долота, свинчиваемого с УБТ, или погружным двигателем; центрирует бурильную колонну в скважине и т.д.

Основными узлами ротора являются: станина 1, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол 2 с укрепленным зубчатым коническим венцом; вал 6, на внешнем конце которого установлено зубчатое колесо под цепную передачу, а на внутреннем – коническая шестерня, входящая в зацепление с коническим венцом; рифленый кожух 5, ограждающий вращающийся стол; вкладыши 4 для обхвата ведущей трубы, проходящей через отверстие 3.

Отверстие стола ротора без вкладышей обеспечивает прохождение через него в скважину любых технических устройств (долот, расширителей, центраторов, и т.д.). Смазка всех трущихся деталей ротора осуществляется маслом, залитым в корпус ротора.

Ротор работает следующим образом. Вращательное движение от силовых двигателей через трансмиссионную систему при включении роторной пневматической муфты передается посредством цепной передачи на вал ротора, а последний при помощи конической зубчатой передачи вращает стол ротора в горизонтальной плоскости, который, обхватывая квадратными вкладышами ведущую трубу, вращает ее и всю бурильную колонну с долотом.

Для выполнения спускоподъемных операций вместо вкладышей в отверстие стола ротора устанавливают пневматические клинья, на которые периодически при помощи зажимных сухарей с насечкой подвешивают бурильную колонну и отвинчивают от нее или навинчивают на нее находящуюся над ротором очередную бурильную свечу.

Турбобур (рис. 2.12) является погруженным гидравлическим двигателем, передающим вращение своего вала на долото непосредственно без промежуточных звеньев. Это обычно многоступенчатая турбина, каждая ступень которой состоит из статора, удерживаемого неподвижно корпусом турбобура, и ротора, укрепленного на валу турбобура. Поток промывочного агента, попадая на изогнутые лопатки ротора турбины, создает вращающий момент, под действием которого вращается вал турбобура. Переходя из ротора в статор, поток под действием изогнутых лопаток статора восстанавливает осевое направление струи и снова попадает на изогнутые лопатки следующего ротора. Одновременно работающие последовательно расположенные турбины позволяют суммировать их мощность и крутящий момент. Теоретические расчеты показывают, что для эффективной работы турбобура необходимо соединить последовательно примерно сто турбин. При этом достигается большая мощность и еще сохраняется достаточная для долота скорость вращения вала турбобура. Число ступеней (турбин) современных турбобуров изменяется от 25 до 350.

Основным фактором, управляющим параметрами работы турбобура, является количество прокачиваемого через него промывочного агента. Частота вращения вала, крутящий момент и мощность турбины прямо пропорциональны количеству прокачиваемой жидкости, соответственно, в первой, во второй и в третьей степени. Вращающий момент и мощность турбины также прямо пропорциональны плотности прокачиваемой жидкости, а частота вращения вала не зависит от этого фактора.

Очевидно, что вращающий момент вала тем больше, чем больше сопротивление его вращению со стороны долота (осевая нагрузка на долото). Но по мере увеличения осевой нагрузки уменьшается частота вращения вала турбобура. Поэтому зависимость между вращательным моментом на долоте и его частотой вращения при турбинном бурении обратно пропорциональная. Это обстоятельство сужает возможность оптимального сочетания режимных параметров бурения (нагрузки на долото, частоты его вращения, подачи промывочного агента к долоту).

2.8. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА АКВАТОРИЯХ

Организация бурения, подготовительные работы к бурению, оборудование устья и некоторые другие работы в море имеют свои особенности.

В настоящее время значительные объемы потребляемой в мире нефти добывают в море; по прогнозам, добываемая на морских нефтепромыслах нефть в ближайшие годы составит не менее 50 % объема мирового потребления. По оценке специалистов, велики перспективы добычи нефти и газа на шельфах СНГ, в акваториях Северного моря, США и других стран.

В настоящее время выполняются организационно-подготовительные работы нескольких видов, результатом которых является устройство места установки бурового оборудования:

возведение искусственных сооружений в виде дамб и эстакад, отделяющих часть акватории с последующей засыпкой (различными способами и материалами);

намыв и укрепление отдельных островов;

строительство эстакад с размещением на них целых поселков;

сооружение платформ погружного, полупогружного и других типов;

использование специальных судов с заякоренными устройствами;

намораживание на ледяных покровах толстого прочного слоя льда и др.

На искусственных островах или основаниях монтируется буровое оборудование для бурения скважин разной глубины и различного назначения. С учетом значительной стоимости сооружения искусственных сооружений ведется кустовое бурение. Тип основания определяется глубиной моря и характером ее изменения, метеорологическими условиями, глубиной залегания продуктивного объекта и др. Основными особенностями при бурении морских скважин являются метеорологические условия (особенно в северных морях) и глубина моря.

СНГ является пионером морской нефтегазодобычи. Уже в 40-х годах прошлого века на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусственных насыпных островов. Сегодня на Каспии построен целый город. Протяженность эстакад достигла 350 км, а число отдельно стоящих в море стационарных платформ – более 250.

Морское бурение в районе о. Артема (Азербайджан) стало возможным после осуществления по методу Н.С. Тимофеева работ по установке и цементированию трубчатых металлических свай. Метод состоял в том, чтобы забурить шурфы глубиной несколько метров, вставить в них металлические трубы и далее закачать цементный раствор в трубы и поднять его в затрубное пространство шурфа. Н.С. Тимофеевым было предложено бурение наклонных скважин с оснований.

Позже Б.А. Рагинский предложил крупноблочную систему свайного основания, заготовительные и сварочные работы для которой проводились на суше; в море велся только монтаж конструкций. Эти конструкции в свое время получили распространение в Азербайджане и Дагестане.

С 1978 г. введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине воды 110–120 м.

Позже вместо стационарных платформ практически на всех акваториях используются плавучие буровые установки («Сиваш», «Оха», «Хакури», «Шельф», «Каспморенефть» и т.д.). На Баренцевом море с 1981 г. началось разведочное бурение с буровых судов. Первыми такого рода судами были «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко» и «Михаил Мирчинк».

В мировой практике производства буровых работ в море определились направления по созданию плавучих буровых средств (ПБС), в которых учитывают такие факторы, как глубину моря, состояние грунта, ледовую обстановку, цель бурения и т.д.

В настоящее время ПБС классифицируют по способу их установки над скважиной в процессе бурения, выделяя две основные группы (классы): опирающиеся при бурении на морское дно и проводящие бурение в плавучем состоянии.

К первой группе относят плавучие буровые установки (ПБУ) самоподъемного и погружного типов (СПБУ), а ко второй – полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30–120 м. СПБУ самоподъемного типа имеют большой запас плавучести, буксируются совместно с оборудованием, инструментом и материалами к точке бурения. При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт, корпус поднимается по опорам и фиксируется на расчетной высоте над уровнем моря. СПБУ погружного типа применяют в основном на мелководье. В результате заполнения водой нижних корпусов установки они погружаются на дно моря. Рабочая платформа находится над поверхностью воды.

ППБУ в основном применяют для бурения поисковых и разведочных скважин в акваториях при глубинах моря от 100 до 300 м и более.

Таблица 2.1

Краткая техническая характеристика ПБУ

Показатель	Буровые суда типа «1-НС»: «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко»	ПБУ типа «Шельф»: «Шельф-4», «Шельф-8»	СПБУ типа «Кольская»
Тип судна (установки)	Дизель-электроход	Полупогружная самоходная	Самоподъемная несамоходная
Глубина моря, м	60–300	90–200	20–100
Максимальная глубина бурения, м	6500	6000	6500
Автономность эксплуатации, сут	100	30	30
Буровая вышка:			
тип	ВБП53-320	ВБП53-320	ВБП54-320
грузоподъемность при оснастке 6×7, т	320	320	320
высота полезная (от пола буровой до низа подкранблочной балки), м	53	53	54
высота общая, м	57,2	57,2	58,5
масса, т	180,5	180,5	134,1
Лебедка:			
тип	«Ойлуэлл Е-3000»	ЛБУ-2000П	«Ойлуэлл Е-3000»
номинальная грузоподъемность, т	600	320	600
натяжение подвижного конца талевого каната при номинальной грузоподъемности, кН	414	341	414
диаметр талевого каната, мм	38	35	38
диаметр барабана, мм	893	835	893
длина барабана, мм	1575	1445	1575
число скоростей	4	4	4
средняя частота вращения подъемного вала лебедки, об/мин	I-58; II-108; III-191; IV-351	I-83; II-97; III-133; IV-264	I-58; II-108; II-191; IV-351
Система расстановки инструмента	АСП	КМСП	АСП
Длина бурильных свечей, м	27	27	27

БС имеют высокую маневренность и скорость перемещения и поэтому применяются для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря 1500 м и более.

Основные состояния ПБС зависят от класса и назначения: перегона на новую точку, установки на точке работ, бурения и снятия с оконченной бурением скважины.

Перегон СПБУ бывает двух видов: короткий (переход) с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительный – буксировка на дальние расстояния за пределы разведенного района.

ППБУ перегоняют и буксируют с ограничением по погодным условиям. По окончании транспортировки ППБУ наводят на точку бурения и в соответствии со схемой развозят якоря и якорные цепи.

Основные технические характеристики некоторых ПБУ приведены в табл. 2.1.

Функции бурения в условиях моря и суши эквивалентны. Однако имеется ряд отличий, которые связаны с конструкцией верхней (подводной) части скважин, забуриванием из стволов, оборудованием устья противобросовыми устройствами, консервацией скважины и др.

2.9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

До бурения скважины обосновывают и выбирают ее конструкцию. В понятие конструкции входит концентрическое расположение спущенных в скважину обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины спуска, высоты подъема закачанного за ними в скважину цементного раствора, диаметра долот, которыми бурят под каждую колонну.

Конструкция скважины – это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономическое строительство герметичного пространственно-устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения, – изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеводоносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

На рис. 2.13, а представлен профиль ствола скважины, а на рис. 2.13, б графически изображена рабочая схема ее конструкции, на которой сверху над каждым рядом обсадных колонн пишется диаметр (в мм), а внизу – глубина (в м) установки, интервал подъема цементного раствора обозначается штриховкой, выше которой отмечается высота его подъема; иногда приводится номер долота.

Каждая колонна, спускаемая в скважину, имеет свое назначение и название. Первая, самая короткая, называется направлением, она устанавливается до начала бурения и предохраняет устье скважин от размыва грунта циркулирующим буровым раствором. Вторая колонна, служащая для перекрытия неустойчивых верхних пород и водоносных горизонтов, называется кондуктором. Низ кондуктора, как и низ всех спускаемых после него колонн, заканчивается короткой утолщенной трубой, называемой башмаком.

Рис. 2.13. Конструкция скважины

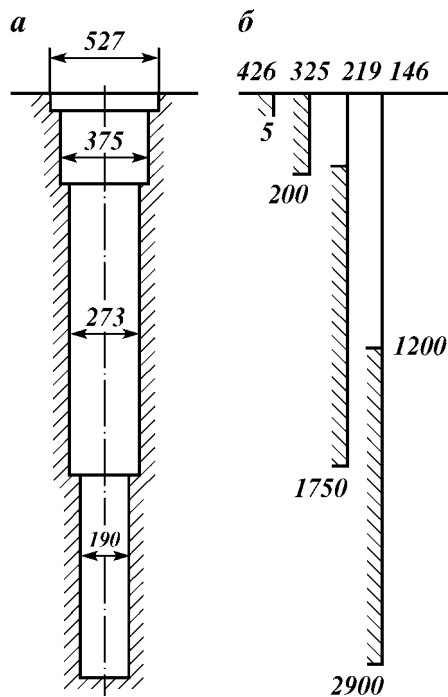
При бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород направление и кондуктор выбирают с учетом предупреждения растепления пород. Для предупреждения или устранения осложнений, возникающих или возможных при бурении, спускают промежуточные колонны. Их может быть несколько. Последняя колонна, предназначенная для эксплуатации продуктивного горизонта, называется эксплуатационной. При подсчете числа колонн, спущенных в скважину, направление и кондуктор не учитываются.

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется хвостовиком (потайной колонной). Хвостовики часто применяют при креплении глубоких скважин.

Иногда обсадные колонны спускают частями – секциями. Процесс спуска обсадной колонны в таком случае называется секционным, а колонна – секционной.

При бурении глубоких скважин в сложных геологических условиях применяют многоколонные конструкции. Нередко выход долота из-под промежуточных колонн достигает 1500 м и более. В этих условиях в обсаженной скважине проводят большой объем буровых работ; значительно изнашиваются обсадные и бурильные трубы, уменьшается срок их службы. Для уменьшения износа применяют протекторные кольца. Протектор состоит из двух взаимозаменяемых резиновых оболочек, армированных металлическим каркасом, соединенных друг с другом при помощи клиновых соединительных штырей. Металлический каркас по поверхности обмазывается специальным клеем при обрезинивании. Конструкция протектора обеспечивает его самозаклинивание на бурильной трубе. Протекторы легко устанавливаются на бурильной трубе как над ротором во время спуско-подъемных операций, так и на мостках буровой.

Для цементирования нефтяных и газовых скважин с целью разобщения пластов используют цементный раствор – смесь вяжущих материалов (цементов), затворенных определенным количеством воды, часто с добавками химических реагентов. В связи с тем, что появились растворы, твердая фаза которых представлена не только портландцементом (а иногда и не включает последнего), более правильно называть их тампонажными растворами. Тампонажным растворам можно дать более общую формулировку: это раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими добавками (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса.



Тампонажным цементом называется продукт, состоящий из одного или нескольких вяжущих (портландцемента, шлака, извести, органических материалов и т.д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины, шлака или др.) или органических (хлопковых очесов, отходов целлюлозного производства и пр.) добавок, позволяющих после затворения водой или иной жидкостью получить раствор, а затем камень обусловленного качества.

Успех цементировочных работ определяется техникой и технологией проведения процессов цементирования, качеством подготовительных работ, тампонажного материала и полнотой замещения бурового раствора тампонажным.

3

ГЛАВА

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Горными породами называются плотные или рыхлые агрегаты, слагающие земную кору. Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков различных минералов, а также вещества, связывающего (цементирующего) эти частицы, и пор (пустот). Во многих породах в порах содержится вода, которая оказывает влияние на взаимосвязь минеральных частиц.

Основными пороодообразующими минералами являются: группа кварцевых (кварц, кремьень, халцедон и др.), силикаты (полевые шпаты, слюда, амфиболы, пироксены и др.), карбонаты (кальцит, доломит), гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит и др.) и водорастворимые (гипс, галит и др.).

Горные породы по происхождению делятся на магматические, осадочные и метаморфические.

Магматические горные породы образуются в результате охлаждения и затвердения магмы. В зависимости от места ее затвердения они делятся на интрузивные, или глубинные, и эффузивные, или излившиеся (изверженные, вулканические). К первым относятся гранит, сиенит, диорит, габбро; ко вторым – диабаз, андезит, базальт и др.

Осадочные горные породы образуются в результате постепенного осадконакопления. К ним относятся песчаники, сланцы, известняки, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. При бурении нефтяных и газовых скважин наиболее часты породы, состоящие из следующих минералов: глинистых (каолинита, монтмориллонита и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита), карбонатных (кальцита, доломита), оксидных (кварца и др.). Глинистые минералы – водные алюмосиликаты – характеризуются наличием частиц исключительно малого размера и чешуйчатым строением. Реже встречаются брекчии, галечники, кремни, каменная соль и др.

Метаморфические горные породы образуются в результате изменения

внутреннего строения, химического состава и физических свойств пород под влиянием высоких температуры и давления (кварциты, мраморы, слюдяные сланцы и др.).

По строению горные породы подразделяются на кристаллические, аморфные и обломочные.

Кристаллическими бывают магматические и осадочные породы. Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения из водных растворов или в результате химических реакций, происходящих в земной коре. К ним относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доломиты и органогенные породы, являющиеся продуктами жизнедеятельности организмов.

Горные породы аморфного строения встречаются реже. К ним относятся естественные стекла – обсиданы, имеющие тонкокристаллическое или неполнокристаллическое строение, например, кремни.

Важную группу составляют обломочные породы, которые образуются в результате выветривания, переноса под действием воды или ветра и дальнейшего их разрушения.

Горные породы могут быть однородными, неоднородными, изотропными и анизотропными. Горные породы неоднородны по минералогическому составу. В большинстве случаев они полиминеральны. Они неоднородны по механическому составу зерен в массе породы, их взаимному расположению, пористости, проницаемости, прочности, по степени уплотненности, трещиноватости и т.д.

Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях, анизотропные – неодинаковыми свойствами в разных направлениях. Анизотропия горных пород обуславливается главным образом их слоистостью. Упругие свойства и прочность горных пород резко различаются в зависимости от направления действия сил по отношению к плоскости напластования.

В механике горные породы по характеру связей между частицами подразделяются на три основные группы: скальные (прочные), силы взаимодействия между частицами которых, главным образом, электрические; нескальные (глинистые породы, грунты) с взаимодействием коллоидальных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков; сыпучие (раздельно-зернистые).

У прочных пород минеральные частицы связаны цементирующими веществами: кремнистыми (кварцевыми, халцедоновыми), железистыми, известковистыми, глинистыми, мергелистыми, гипсовыми и др. Наиболее прочные породы с кремнистой и железистой цементацией, наименее прочные – с глинистой и гипсовой. В первом случае имеем кварциты и кремнистые песчаники.

Сыпучие горные породы представляют собой скопления не связанных друг с другом минеральных частиц (зерен, обломков). Главные минеральные компоненты песков – кварц, полевые шпаты и обломки различных пород и минералов.

Горные породы неоднородны по минералогическому составу, распределению зерен в массе породы, пористости и проницаемости, степени уплотненности и трещиноватости. Такая неоднородность играет весьма важную роль в процессах разрушения горной породы, их эффективности, так как неоднородность имеет большое значение при оценке прочностных свойств породы.

3.2. МЕХАНИЧЕСКИЕ И АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности относится к механическим свойствам.

Способность горных пород изменять без разрушения форму и размеры в результате направленного на них силового воздействия называется деформируемостью.

Прочность горных пород – это способность их в определенных условиях воспринимать силовые воздействия без разрушения.

Реальная (техническая) прочность отличается от теоретической, под которой понимается прочность связи между элементарными частицами, слагающими идеальную кристаллическую решетку. Например, одностороннее растяжение ионного кристалла (по Г.С. Жданову) составляет 3000 МПа. Для реальных тел отношения теоретической прочности к технической достигают больших значений: для железа 4500, цинка 2000, хлористого натрия 600, кварца 90.

Твердость пород – это их способность сопротивляться внедрению в них постороннего тела.

Горные породы могут деформироваться в пределах упругости и претерпевать пластические (остаточные) деформации.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий называется упругостью.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействий называется пластичностью.

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругой и пластической деформацией, так как не являются идеально упругими или идеально пластическими телами.

Минералы в большинстве случаев деформируются как упругохрупкие тела; их разрушение характеризуется моментом, когда напряжения достигают предела упругости; деформации следуют закону Гука. Повышение температуры и всестороннего давления может привести к тому, что минералы будут деформироваться как упругопластичные тела.

Горные породы деформируются, не следуя закону Гука; вследствие их дисперсного строения связь между напряжением и деформацией носит сложный характер.

Упругое поведение тела, в том числе горных пород, может быть охарактеризовано модулем Юнга (упругости) E , коэффициентом Пуассона μ и модулем сдвига G . Иногда необходимо знать модуль объемного сжатия k . Указанные константы изотропного тела взаимно связаны:

$$E = 2G(1 + \mu); \quad (3.1)$$

$$E = 3k(1 - \mu).$$

Для горных пород, которые относятся к анизотропным телам, константы E и μ должны быть заданы в виде кривых в зависимости от выбранного направления.

Модуль упругости определяется рядом факторов. Различают модуль упругости E , возникающий при однократном нагружении; модуль упругости E_n , получаемый в результате исключения остаточных деформаций методом многократной нагрузки и разгрузки; динамический модуль упругости E_d , вычисляемый по скорости распространения упругих волн. Они различны: $E < E_n < E_d$.

Модуль упругости, полученный при испытании образцов горных пород для различных видов деформации при растяжении E_p , изгибе E_n и сжатии $E_{сж}$, неодинаков: $E_p < E_n < E_{сж}$. Количественное соотношение примерно следующее: $E_n/E_p = 1,1 \div 3$; $E_n/E_{сж} = 0,25 \div 0,35$.

Породы одного и того же минералогического состава, но разной степени уплотненности имеют разные модули упругости. Если породы находятся под все увеличивающимся напряжением, то они имеют повышенные значения E .

Модуль упругости горных пород по мере увеличения глубины их залегания возрастает. Наибольшее влияние на модуль упругости оказывают минералогический состав, структура, текстура, условия залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства и др.

Повышение песчанистости приводит к увеличению E породы. Его значения определяются в основном модулем упругости основного породообразующего минерала, но $E_{сж. п} < E_{сж. м}$.

Модули упругости при сжатии некоторых минералов имеют следующие значения:

Минерал	Кварц	Кальцит	Гипс	Галит
$E_{сж. м} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	7,9–10	5,8–9,0	1,2–1,5	2,4–2,6

По мере увеличения карбонатности осадочных горных пород модуль упругости возрастает. При прочих равных условиях мелкозернистые породы имеют более высокий модуль Юнга, чем крупнозернистые.

Для горных пород значения $E_{сж. п}$ следующие:

Порода	Глинистый сланец	Известняк	Доломит	Мрамор	Песчаник	Кварцит
$E_{сж. п} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	1,5–2,5	1,3–2,5	2,1–16,5	3,9–9,2	3,3–7,8	7,5–10,0

Модуль упругости у горных пород с равномерно распределенной пористостью закономерно понижается с повышением пористости. Породы одинаковой пористости, но разного минералогического состава (кварциты, граниты, мраморы) в пределах удельных нагрузок 10–100 МПа имеют примерно одинаковое значение E .

По Л.А. Шрейнеру, для целей бурения модуль упругости можно определить по формуле

$$E_{ш} = \frac{p(1-\mu^2)}{2d_{ш}\xi_{уп}},$$

где $E_{ш}$ – модуль упругости породы при вдавливании цилиндрического штампа, Па; p – нагрузка на штамп, соответствующая деформации, Н; μ – коэффициент Пуассона; $d_{ш}$ – диаметр штампа, м; $\xi_{уп}$ – упругая деформация, м.

Модуль упругости $E_{ш}$, кроме того, зависит от пористости пород, минералогического состава, направления действия деформирующих сил по отношению к слоистости породы и т.д.

Если $E_{||}$ – модуль упругости параллельно, а $E_{\perp}$ – модуль упругости перпендикулярно к напластованию, то $E_{||}/E_{\perp}$ для глинистых пород доходит до 2, для песчаников – до 1,2, для алевролитов – до 1,4. Это отношение характеризует степень упругой анизотропии горной породы.

С увеличением влажности горных пород модуль упругости существенно снижается. По Л.А. Шрейнеру, горные породы в зависимости от модуля упругости подразделяются на восемь категорий.

Коэффициент Пуассона μ для горных пород – величина, изменяющаяся в пределах 0,10–0,45. Значения μ для горных пород следующие:

Порода	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	
μ	0,38–0,45	0,25–0,35	0,10–0,20	
Порода	Известняки	Песчаники	Каменная соль	Гранит
μ	0,28–0,33	0,30–0,35	0,44	0,26–0,2

Коэффициент Пуассона уменьшается с увеличением деформирующей нагрузки: для известняка изменение нагрузки в пределах от 10 до 500 Н приводит к уменьшению μ от 0,33 до 0,28.

Направление приложения нагрузки, параллельное и перпендикулярное к напластованию, показывает, что $\mu_{||} > \mu_{\perp}$.

Л.А. Шрейнер и другие показали, что коэффициент Пуассона зависит от метода испытаний: при динамических испытаниях он меньше, чем при статических, и в некоторых случаях во много раз: для доломитов и известняков, например, в 1,7–2,1 раза.

Изучение процессов разрушения горных пород и исследование устойчивости горной выработки часто требуют знания их сжимаемости. Она характеризуется коэффициентом объемного сжатия

$$\beta = \frac{1}{V_0} \frac{dV}{dp},$$

где V_0 – объем при нормальных значениях давления и температуры; dV – уменьшение объема при увеличении давления на dp .

Горные породы под действием всестороннего давления уменьшают свой объем следующим образом: для большинства горных пород $\beta = 10^{-6} \div 10^{-7}$, т.е. объем горных пород при увеличении давления на 0,1 МПа уменьшается на несколько миллионных или даже десятиллионных долей их первоначального объема. С увеличением давления коэффициент объемного сжатия горных пород уменьшается. Например, для известняка значение β при небольших давлениях высокое $(2,3 \div 2,7) \cdot 10^{-6}$, а при давлениях выше 200 МПа оно достигает $1,39 \cdot 10^{-6}$, т.е. значений β для кальцита, остающегося несжимаемым вплоть до давления 1000 МПа.

Горные породы принято делить на хрупкие и пластичные при обычных условиях. Изменение условий испытания перемещает границу между хрупкостью в ту или иную сторону. По В.С. Федорову, хрупкость, а значит, и пластичность, следует рассматривать как состояние тела, а отнюдь не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и к веществу, связывающему зерна, температура и время действия сил и их значения. При определенных сочетаниях этих факторов горные породы могут вести себя как хрупкие или как пластичные тела. Л.А. Шрейнер с сотрудниками на основании экспериментов при вдавливании штампа в образцы горных пород классифицировал их на упругохрупкие,

породы, структура, текстура, тип цемента, количественное соотношение между цементом и материалом породы, пористость и слоистость, уплотненность, перемiatость, водонасыщенность и др. Значительное влияние на прочность оказывают вид деформации, масштабный фактор, скорость приложения нагрузки и др.

Рассмотрим некоторые из них.

Прочность материалов определяется силами сцепления и внутреннего трения. Между прочностью горных пород и их сцеплением существует прямая связь. Интенсивность сцепления C можно определить через предел прочности при сжатии $R_{сж}$ и угол внутреннего трения φ :

$$C = \frac{R_{сж}(1 - \sin \varphi)}{2 \sin \varphi}$$

или через предел прочности на разрыв R_p :

$$C = \frac{R_p(1 + \sin \varphi)}{2 \sin \varphi}.$$

Интенсивность сцепления численно почти равна пределу прочности при разрыве: $C \approx R_p$.

По сечению образца горной породы прочность не везде одинакова: ее значения максимальны при разрушении зерна породы, меньше в местах связи зерен и равны нулю в порах, трещинах.

Интенсивность сцепления часто определяется из условия разрушения на сдвиг, что обусловлено силами сцепления и силами трения. В общем случае сдвиг происходит не по плоскости, а по некоторой зоне толщиной, превышающей размер частиц породы. Силу внутреннего трения f принято оценивать коэффициентом или углом внутреннего трения, $\operatorname{tg} \varphi = f$; $\varphi = 2\gamma_0 - 90^\circ$, где γ_0 – определяемый экспериментальным путем угол некоторой площадки s в образце породы к горизонту, на которой при приложении нагрузки устанавливается равновесие сил (рис. 3.2).

Главные породообразующие минералы обладают различной прочностью: наивысшая прочность, достигающая 500 МПа, у кварца. При прочих равных условиях во всех осадочных горных породах с увеличением количества растворенного кварца прочность возрастает. Прочность кварцитов и кремния достигает 300–500 МПа, у карбонатных пород она меньше. Так, прочность основных породоразрушающих минералов кальцита и доломита составляет соответственно 160 и 200 МПа. Прочность обломочных сцементированных пород определяется минеральным составом цементирующего вещества. Наиболее слабые места этих конгломератов находятся на поверхностях контакта обломочного и цементирующего материалов.

По В.С. Федорову, прочность на разрыв горных пород выше, если зерна, ее составляющие, меньше. Прочность на скалывание слабо зависит от размера зерен. Разнозернистые горные породы характеризуются повышенной прочностью по сравнению с теми, у которых размеры зерен примерно одинаковые.

Как правило, горные породы, имеющие «цемент» соприкосновения, менее прочны, чем породы, имеющие базальный цемент и цемент пор. При прочности цементирующего вещества ниже прочности классических зерен породы с базальным цементом оказываются более прочными, чем породы с цементом пор.

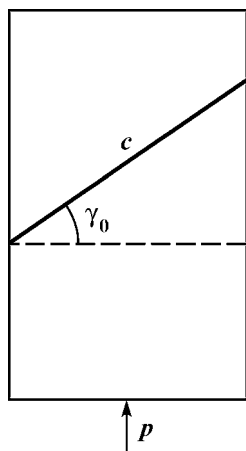


Рис. 3.2. Схема разрушения образца породы под действием сжимающих усилий

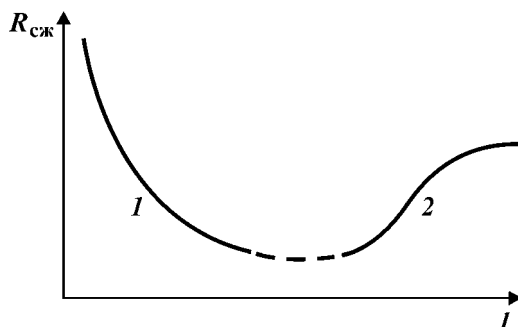


Рис. 3.3. Влияние линейных размеров l (масштабный фактор) на прочность минералов и горных пород при одноосном сжатии $R_{сж}$:
1 — зона зерен минералов; 2 — зона крупных образцов (кубики)

Прочность пород при сжатии с низкой пористостью (0,5–2,0 %) существенно зависит от формы и характера взаимного расположения зерен. Так, у сланцев она при этом изменяется от 70 до 250 МПа.

Увлажнение горных пород приводит к снижению их прочности: для глинистых пород падение прочности весьма резкое; скальные породы снижают прочность значительно меньше до 20–30 %. Увлажнение до 16–18 % повышает, а водонасыщение резко снижает прочность песков. Насыщение пород нефтью понижает их прочность.

Прочность при сжатии горных пород возрастает с увеличением уплотнения по линейному закону. В.С. Федоров считает, что прочность пород увеличивается от свода к крыльям с ростом глубины залегания.

Существенное влияние на прочность горных пород оказывает вид деформации. При прочих равных условиях пределы прочности при растяжении R_p , скалывании R_c , изгибе $R_{и}$ и одноосном сжатии $R_{сж}$ располагаются в следующем порядке: $R_p < R_c < R_{и} < R_{сж}$.

Ориентировочно их соотношения для разных пород выражаются значениями

$$\frac{R_p}{R_{сж}} = \frac{1}{20} \div \frac{1}{35}; \quad \frac{R_c}{R_{сж}} = \frac{1}{6} \div \frac{1}{13}; \quad \frac{R_{и}}{R_{сж}} = \frac{1}{10} \div \frac{1}{3}.$$

При испытании образцов горных пород четко проявляется закономерность: при увеличении линейных размеров кубиков от 2 до 10 см наблюдается резкое увеличение предела прочности на сжатие. У образцов размером от 10 до 20 см он возрастает, но менее выражено, приближаясь к некоторому значению. Прочность зерен закономерно уменьшается с увеличением размера зерен. В.С. Федоров построил характерную кривую, дающую наглядное представление о влиянии линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и образцов горных пород (кубиков) при одноосном сжатии (рис. 3.3).

Результаты испытаний горных пород на одноосное сжатие существенно зависят от скорости приложения разрушающих усилий. Так, при изменении скорости нарастания напряжения от 1,9 до 4,0 МПа/с прочность испытываемых пород возрастала от 154,4 до 174,5 МПа. По В.С. Федорову, при «мгновенном» действии разрушающих сил прочность известняков, песчаников, глинистых сланцев увеличивается на 10–15 % по сравнению с замедленным приложением сил. Аналогичная закономерность прослеживается и в случае испытания других горных пород. Скоростной эффект большое влияние оказывает на пластичные породы, меньшее – на хрупкие.

Горные породы разрушаются и при нагрузках, меньше критических, но действующих в течение продолжительного времени. Временная прочность пород зависит от наличия или отсутствия дефектов в образцах.

Твердость горных пород является одним из свойств, представляющих интерес с позиции механики разрушения. Существует несколько способов определения твердости горных пород. Наиболее известный – по шкале Мооса. Твердость породы определяется направлением (оставлением риски) с помощью указанных минералов. Номер минерала, который первым наносит риску на испытуемом материале, определяет его цифровую характеристику.

Другой возможный метод определения твердости горных пород – динамический метод Шора. Л.А. Шрейнер установил зависимость между твердостью минералов шкалы Мооса, измеряемой прибором Кнупа, и коэффициентом отскока на приборе Шора.

В последние годы получил распространение метод определения твердости горных пород, разработанный Л.А. Шрейнером и его сотрудниками. Сущность метода заключается во вдавливании в плоскую, хорошо отшлифованную поверхность испытуемого тела пуансона (штампа), имеющего плоское основание и известный диаметр, с замером нагрузок, деформации до разрушения, параметров зоны разрушения, а также в вычислении показателей механических свойств.

Деформацию измеряют с помощью индикатора с точностью отсчетов от 0,001 до 0,002 мм в зависимости от условий испытания. Нагрузка на пуансон прилагается ступенями, ее повышают через малые интервалы, внутри каждого из которых деформация должна пройти до конца. Затем строят график зависимости деформаций от напряжений – кривую деформации при вдавливании штампа (см. рис. 3.1).

Несколько условно кривую деформации делят на участок OA – область упругой деформации и участок AB – область пластической деформации с последующим хрупким разрушением. При испытании хрупких пород участок AB будет отсутствовать. Пластичные породы не имеют хрупкого разрушения. В этом случае за меру твердости принимается предел текучести, чему соответствует точка p_0 на ординате p .

Нагрузка p_0 , отнесенная к площади штампа S , представляет собой предел текучести (Па): $\sigma_0 = p_0/S$.

Упругие свойства пород могут с некоторой степенью приближения характеризоваться наклоном прямой OA к оси абсцисс. Приближенное значение модуля упругости горной породы при нагрузке, соответствующей любой точке прямой OA , может быть определено из зависимости $E = 0,94p/2a\varepsilon$, где a – радиус штампа; ε – деформация, соответствующая нагрузке p .

Коэффициент пластичности принимается равным отношению общей

Таблица 3.1

Механические свойства горных пород (по Л.А. Шрейнеру)

Горные породы	Твердость, кПа	Коэффициент пластичности	Модуль упругости $E \cdot 10^{-6}$, МПа
Глины	100–250	1–3	0,25–0,5
Аргиллиты	250–500	1–3	0,5–1,0
Мергели	50–250	1–3	<0,5
Песчаники кварцевые	250–2500	1–4	0,5–5,0
Известняки	1000–2000	2–6	1–5
Гипсы	250–500	1–6	0,5–2,5
Кремнистые породы	>5000	1–3	>10

работы, затрачиваемой для хрупкого разрушения (площадь $OABCD$), к работе упругих сил (площадь OEL).

Для горных пород, которые не дают общего хрупкого разрушения (пластичные породы), коэффициент пластичности принимается условно равным бесконечности.

В табл. 3.1 приводятся механические свойства некоторых горных пород.

По Л.А. Шрейнеру, породы делятся на три группы (I, II, III):

Группа	I			
Категория	1	2	3	4
Твердость, МПа	0,5–1,0	1,0–2,5	2,5–5,0	5,0–10,0
Группа	II			
Категория	5	6	7	8
Твердость, МПа	10–15	15–20	20–30	30–40
Группа	III			
Категория	9	10	11	12
Твердость, МПа	40–50	50–60	60–70	>70

К первой группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабосцементированные пески, мергели с прослоями песка, суглинки, известняк-ракушечник, мергели и др.); ко второй – упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, доломиты, кварцево-карбонатные и др.); к третьей – упругохрупкие, как правило, изверженные и метаморфические породы. Из осадочных пород к последней группе относятся кварциты, кремни и окремненные карбонаты. В основном эта шкала совпадает с 12-балльной шкалой геологоразведочного бурения. Многолетний опыт бурения подтверждает ее практическую целесообразность.

Большая часть горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения, относится к первым восьми категориям.

По пластичности горные породы Л.А. Шрейнер разделил на шесть категорий. К первой относятся упругохрупкие; ко второй, третьей, четвертой и пятой – упругопластичные и к шестой – не дающие хрупкого разрушения и упругопластичные породы с коэффициентом пластичности $k_n > 6$, так как они по своему поведению при разрушении близки к породам, не дающим хрупкого разрушения.

По методике Л.А. Шрейнера весьма трудно отличить высокопластичную породу от высокопористой. Пластичность пород этих видов условно принимается равной бесконечности, когда у них вполне определенный коэффициент пластичности.

Методика Л.А. Шрейнера является весьма трудоемкой, поэтому ис-

пользуется только при научных исследованиях. Из-за сложности оборудования и требований высокой квалификации операторов и специалистов в производственных условиях она пока не применяется.

Твердость горных пород, определенная по описанной методике, значительно выше предела прочности на сжатие.

Поскольку прочность и твердость горных пород взаимосвязаны, на последнюю оказывают влияние те же факторы и в том же направлении, что и на твердость. Твердость горных пород в определяющей степени зависит от минералогического состава. Твердость горных пород существенно зависит от содержания в них кварца и полевых шпатов. Присутствие кварца влияет на твердость глинистых пород некарбонатного типа, меньше – на твердость глинистых пород и чистых мергелей. Твердость в этой группе пород изменяется линейно, пропорционально количеству присутствующего кварца. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от карбонатной составляющей, а песчаников и алевролитов – от типа цементирующего материала. При прочих равных условиях твердость повышается от типа цемента (слева направо): глинистый → гидрослюдисто-глинистый → карбонатный → базальный.

Существенно влияют на твердость структура породы и пористость. Некоторые факторы влияют на твердость неодинаково и в противоположных направлениях: например, геотектонический фактор – предел прочности при сжатии $R_{\perp}$ перпендикулярно к напластованию больше предела прочности $R_{\parallel}$ параллельно напластованию ($R_{\perp} > R_{\parallel}$), тогда как для твердости результаты прямо противоположны, причем $R_{\parallel} / R_{\perp} = 1,1 \div 1,8$.

Из технико-технологических факторов на твердость горных пород наибольшее влияние оказывают факторы: масштабный, формы и скоростной. Чем выше твердость горной породы, тем отчетливее влияние масштабного фактора; чем больше размеры площади штампа, тем выше твердость (до определенного размера).

Твердость имеет наименьшие значения при внедрении заостренных наконечников (конусы, клинья) и наибольшие – при плоских торцах при прочих равных условиях. При мгновенном приложении нагрузки твердость горной породы выше, чем при медленном вдавливании.

Твердость должны определять по стандартной, отработанной методике при проверенных и установленных технико-технологических факторах, которые могут дать несопоставимые результаты (форма, скорость нагружения, размеры образца и штампа, угол внедрения штампа в образец, плоскость поверхности и др.).

При оценке рабочего инструмента для разрушения горных пород существенную роль играет характер разрушения пород различного класса. Для упругохрупких и упругопластичных пород зоны разрушения гораздо больше зоны контакта породы и штампа; для пород, не дающих хрупкого разрушения, размеры разрушения и контакта одинаковы (рис. 3.4). Углубление в последнем случае больше.

Отношение глубины погружения штампа после разрушения породы δ к ее деформации ε (упругой и пластичной) до разрушения является показателем, по которому породы делятся на различные классы. Для упругохрупких пород отношение $\delta/\varepsilon = 5,0$, для упругопластичных оно равно $2,5-5,0$ и для пород, не дающих хрупкого разрушения, равно единице.

Для оценки сопротивляемости горных пород разрушению при бурении пользуются также понятием критического напряжения $\sigma_{кр}$. По В.С. Фе-

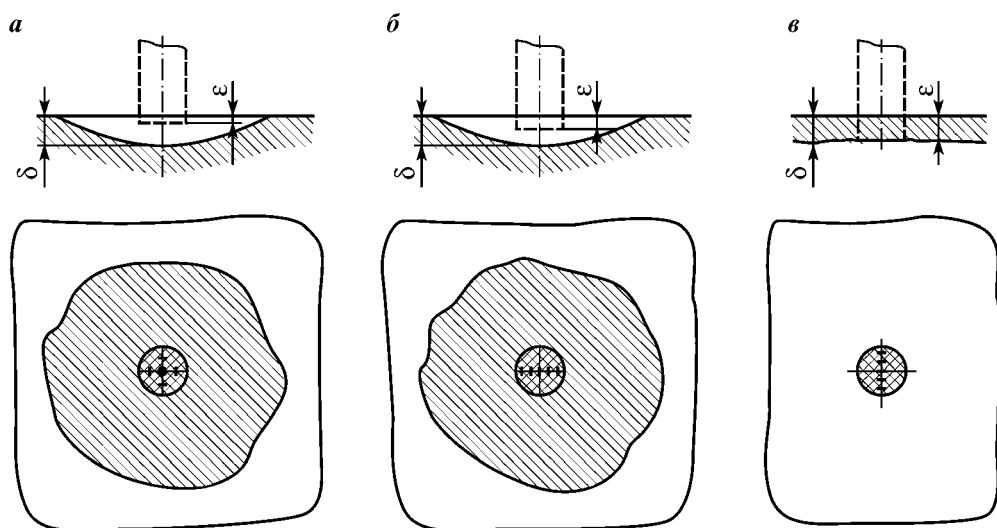


Рис. 3.4. Схемы разрушения пород при вдавливании штампа:

а, б – для пород упругохрупких и упругопластичных; *в* – для пород, не дающих общего хрупкого разрушения

дорову, критическое напряжение – это отношение нагрузки на долото P_A при которой начинается активное объемное разрушение породы, к первоначальной площади контакта. Величина $\sigma_{кр}$ характеризует сопротивление породы проникновению в нее рабочих элементов долота и определяется из данных бурения.

Эта величина и твердость по штампу (по Л.А. Шрейнеру) имеют одинаковую физическую сущность и между ними устанавливается корреляционная связь. Твердость по Л.А. Шрейнеру определять проще, чем $\sigma_{кр}$, поэтому она более предпочтительна.

Абразивная способность горных пород – это способность изнашивать разрушающий их инструмент. Это понятие связано с понятием о внешнем трении и износе. Абразивная способность горных пород и механизм ее проявления пока еще недостаточно изучены.

Суммируя отдельные, порой субъективные и противоречивые данные, В.С. Федоров выделил основные положения абразивной способности горных пород применительно к бурению, которые приведены ниже.

Главная причина абразивного износа твердых тел – неровности на соприкасающихся поверхностях. Поверхности касаются только в точках контакта. В случае не очень больших давлений на соприкасающихся поверхностях площадь истинного контакта составляет лишь $2 \cdot 10^{-5}$ – $2 \cdot 10^{-4}$ части полной площади поверхности, т.е. весьма малую ее часть. Соприкасающиеся поверхности находятся под действием точечных нагрузжений. Число мест контакта значительно, но площадь их соприкосновения мала. В точках контакта поверхность подвергается одновременному действию усилий, направленных вдоль и нормально к поверхности. Тогда процесс абразивного износа определяется большим числом отдельных царапаний и сколов, вызывающих непрерывное соскабливание с рабочих поверхностей разрушающего инструмента стружек и соскобов.

В общем случае абразивный износ – процесс весьма сложный. В одних участках обеспечивается механическое сцепление (царапание), и здесь сопротивление трения обуславливается прочностью на срез взаимно внедрившихся элементов поверхности. В других участках обеспечивается молекулярное сцепление и сопротивление разрушению связано с преодолением молекулярных сил. Практически при бурении молекулярными силами можно пренебречь.

Объемный износ V может быть найден из выражения $V = \delta \mu_v p f s$, где δ – коэффициент износа; μ_v – кинетический коэффициент внешнего трения; p – твердость горной породы; f – площадь соприкосновения трущихся поверхностей; s – путь трения.

Тогда для одного и того же изнашивающегося материала при прочих равных условиях при соприкосновении с разными породами (в пределах определенного класса) можно записать: $V_1/V_2 = \mu_1 p_1 / \mu_2 p_2$, где μ_1 , p_1 – соответственно коэффициент внешнего трения и твердость первой породы; μ_2 , p_2 – то же, второй породы.

Следовательно (по В.С. Федорову), для бурения мерой относительной абразивной способности горной породы может служить произведение коэффициента внешнего трения и твердости. Тогда факторами, определяющими абразивную способность горных пород, являются те, которые влияют на ее твердость, и кинетический коэффициент внешнего трения. На последний существенное влияние оказывают твердость горных пород, размер и форма зерен, слагающих породу, нормальное давление, скорость скольжения, среда, в которой находятся трущиеся поверхности, температура и др.

Коэффициент трения о породу тем больше, чем выше ее твердость при одинаковом минералогическом и зерновом составе, что объясняется затрудненным выламыванием зерен из породы повышенной твердости, а также тем, что разрушающий инструмент царапается более интенсивно.

По тем же причинам μ_v выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными и ребристыми зернами, чем при трении о крупнозернистые породы с окатанными зернами.

При трении инструмента о породу (нешлифованную) коэффициент μ_v является возрастающей функцией нормального давления вплоть до момента, когда это давление не станет равным твердости породы. В дальнейшем μ_v остается примерно постоянным.

Для расчетов при бурении в реальных породах μ_v следует определять при нормальных давлениях на трущихся поверхностях. Установлено, что при росте скорости скольжения коэффициент трения изменяется, имея максимум: при увеличении нормального давления максимум μ_v смещается в сторону меньших скоростей. При сухой чистой поверхности горных пород коэффициент трения имеет наивысшие значения для данной пары. Смоченная водой порода для той же пары имеет более низкие значения, которые еще более снижаются при покрытии поверхности горной породы буровым раствором.

Температура выше 200 °С способствует повышению коэффициента трения. В случае применения твердосплавных разрушающих инструментов влияние температуры начинает проявляться при более высоких ее значениях.

3.3. ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И ВОДОНАСЫЩЕНИЯ НА НЕКОТОРЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Гравитационные силы, тектонические напряжения, давления насыщающих породу флюидов вызывают напряженное состояние, испытываемое горными породами в земной коре и называемое горным давлением p_r , которые принято определять в зависимости от плотности ρ_0 вышележащих пород и глубины рассматриваемой точки z , т.е. $p_r = \rho_0 g z$.

Давление, обусловленное сопротивлением массива радиальной деформации выделенного объема породы, называется боковым давлением p_b и зависит от горного давления p_r :

$$p_b = \frac{\mu}{1 - \mu} p_r,$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Наконец, флюиды, находящиеся в пластах под определенным давлением, в особенности вода, оказывают весьма серьезное влияние на поведение горных пород и их свойства в конкретных условиях. Наиболее полно изучено влияние всестороннего сжатия на изменение поведения горных пород; хотя при этом возникают значительные сложности.

В.В. Булатов на основании большого количества экспериментальных работ пришел к следующим выводам.

1. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от всестороннего сжатия. Чем меньше твердость, тем заметнее влияние на нее всестороннего давления. Особенно интенсивен рост твердости при давлении 70–80 МПа.

Для песчано-алевролитовых горных пород закономерности изменения твердости при повышении всестороннего давления те же, но наибольшее повышение твердости пород наблюдается при давлении до 30 и выше 80 МПа.

2. Пластические свойства глинисто-карбонатных пород изменяются в условиях всестороннего давления следующим образом.

С повышением всестороннего давления предел текучести и коэффициент пластичности пород увеличиваются, при этом темп «упрочения» пород под штампом возрастает. Чем выше коэффициент пластичности породы, тем заметнее влияние давления на рост последнего. С увеличением давления темп роста коэффициента пластичности снижается.

В.В. Булатовым установлена зависимость механических свойств горных пород, определенных методом вдавливания, от совместного влияния давления и температуры. Он показал, что известняки верхнего мела (Чечня и Ингушетия), находящиеся в условиях высокой температуры, с ростом давления переходят в категорию пород, не дающих хрупкого разрушения.

С увеличением давления предел текучести пород при температуре 150 °С возрастает. Темп роста предела текучести превышает увеличение давления. Предел текучести и твердость пород при постоянном давлении (30 МПа) уменьшаются с ростом температуры. При постоянной температуре с ростом давления условный коэффициент пластичности горных пород увеличивается; наиболее интенсивный рост его прослеживается до давления 20–25 МПа. При постоянном давлении с ростом температуры коэффи-

циент пластичности понижается, особенно интенсивно при увеличении температуры до 100 °С.

Весьма своеобразно влияние жидкости, особенно воды, на поведение горных пород при воздействии всестороннего сжатия.

Б.В. Байдюк и Л.А. Шрейнер изучили влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах. Они пришли к выводу, что пластичные глинистые породы могут сохранять устойчивость до значительных глубин, если не происходит их увлажнения, которое существенно снижает прочностные свойства. Поэтому резко уменьшается глубина устойчивого состояния ствола, сложенного из этих глин.

Общая закономерность для всех горных пород – уменьшение прочности при насыщении их водой.

Вода, и особенно вода с растворенными в ней поверхностно-активными веществами (ПАВ), существенно понижает (эффект П.А. Ребиндера) поверхностную энергию горной породы (чем выше избыточная поверхностная энергия, тем больше прочность породы), тем самым уменьшая ее прочность и твердость.

Жидкость, находящаяся в порах горной породы, также оказывает влияние на ее свойства. В случае неизолированного образца (массива) горной породы при создании гидравлического давления в поры породы будет проникать жидкость, создающая давление. В этом случае на скелет породы действует разность между внешним гидравлическим и поровым давлениями. Если разность мала, что обычно наблюдается, то механические свойства породы при создании всестороннего гидравлического сжатия заметно не изменяются. Если при всестороннем гидравлическом сжатии прочность породы повышается, то поровое давление способствует снижению предела текучести и прочности.

Известно, что горные породы в условиях их разрушения на забое скважины не находятся в объемно-напряженном состоянии в пределах зоны разрушения и предразрушения (А.Ф. Афанасьев). При наличии капиллярного давления, равного 200–250 МПа, жидкость проникает в трещиноватые участки забоя, образуемые долотом, и устраняет всестороннее давление в области разрушения. В условиях забоя скважины в процессе разрушения порода не изолирована от воздействия бурового раствора и его фильтрации. Следовательно, в процессе разрушения породы забоя жидкость бурового раствора фильтруется сквозь забой, что способствует уравниванию гидростатического давления в пределах глубины проникновения жидкости.

Прочностные и пластические свойства горных пород при вдавливании штампа в условиях всестороннего давления проявляются эффективнее, если скорость фильтрации жидкости через верхний торец образца мала по сравнению со скоростью вдавливания штампа. И наоборот, если фильтрация жидкости опережает внедрение штампа, происходит частичное (или полное) уравнивание гидростатического давления. При полном уравнивании гидростатического давления на поверхности образца и на глубине внедрения штампа эффект упрочнения полностью снимается: порода деформируется как в атмосферных условиях.

В низкопроницаемых горных породах наиболее активная фильтрация жидкости через поры начинается только по достижении некоторого всестороннего давления, зависящего от проницаемости пород (при высокопроницаемых – от вязкости бурового раствора). Такое увеличение давления

способствует упрочнению пород. С превышением этого значения давление в порах уравнивается, и эффект всестороннего давления снимается (В.Ф. Целовальников и др.).

Интересны выводы по изменению механических свойств горных пород при испытании их с фильтрующимися (дистиллированная вода) и нефилтующимися (масляная вода) жидкостями.

1. Испытание пород в нефилтующейся жидкости показывает рост прочностных и пластических свойств при увеличении давления от атмосферного до 100 МПа. В случае фильтрующихся жидкостей указанные свойства определяются физико-механическими характеристиками жидкостей.

2. В фильтрующихся жидкостях с ростом давления от 50 до 75 МПа увеличиваются площадь зоны разрушения и объем разрушенной породы под штампом, особенно это заметно при давлении 25–50 МПа. На размеры и объем зоны разрушения весьма существенно влияет вязкость фильтрующейся жидкости.

3. В случае нефилтующейся жидкости площадь зоны разрушения и объем разрушенной под штампом породы уменьшаются по гиперболическому закону, а при давлении 50 МПа площадь зоны разрушения соизмерима с площадью штампа.

4

ГЛАВА

БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Буровые долота в процессе вращательного бурения могут оказывать различное воздействие на горную породу. В зависимости от способа отделения частиц горной породы от ее массива на забое различают долота:

- дробящего (ударного) действия;
- дробяще-скалывающего (ударно-сдвигающего) действия;
- истирающе-режущего действия;
- режуще-скалывающего действия.

Бурят нефтяные и газовые скважины в основном долотами, разрушающими всю поверхность забоя. Такие долота относят к породоразрушающим инструментам сплошного бурения. В разведочном и поисковом бурении в определенных интервалах отбирается образец породы в виде столбика (керна) с помощью бурильных головок, разрушающих породу по кольцу. Для разбуривания цементных пробок, зарезки новых стволов при многозабойном бурении, расширения пробуренных скважин и других работ применяют специальные буровые долота.

Конструктивное оформление бурового породоразрушающего инструмента основано на реализации способа воздействия на горную породу и зависит от его назначения. Наибольшее распространение в практике буровых работ получили породоразрушающие инструменты следующих типов:

шарошечные долота дробяще-скалывающего и дробящего действия для бурения пород любой твердости. В зависимости от конструктивного испол-

нения при разрушении горной породы производится ударное, или сдвигающее и ударное воздействие на забой вооружением шарошки. На шарошечные долота приходится более 90 % общего объема бурения;

алмазные и твердосплавные буровые долота истирающе-режущего действия для бурения твердых, но хрупких пород. Особенно эффективны алмазные долота при бурении крепких пород на больших глубинах;

лопастные долота режуще-скалывающего действия для бурения мягких и пластичных пород роторным способом.

Буровое долото испытывает при работе значительные статические и динамические осевые нагрузки и действие переменного крутящего момента. Поэтому их конструкция должна быть рассчитана на экономически обоснованный срок службы, так как долото является инструментом одно-разового использования. Восстановление долот экономически не оправдывается при современной технике их производства. Попытки создания долот со сменными рабочими органами до настоящего времени не дали положительных результатов.

4.1. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Шарошечные долота изготавливают с различным числом шарошек. В свою очередь, шарошки могут быть одно-, двух- и трехконусными со смещением или без смещения оси вращения относительно оси долота. Несмотря на их большое разнообразие, конструктивно шарошечные долота выполнены однотипно.

Шарошечное долото представляет сложный механизм. В процессе его изготовления обеспечивается выполнение 414 размеров. Размерные цепи долот состоят из 224 звеньев, геометрически связанных линейными и угловыми размерами, выполняемыми по различным системам допусков и посадок. В зависимости от размеров долото изготавливают секционным или цельнокорпусным.

На рис. 4.1 показано секционное трехшарошечное долото с центральным промывочным каналом. Корпус секционного долота образуется при сварке лап 1, выполненных в виде отдельных секций. Корпус долота снабжен в верхней части ниппельной конической присоединительной резьбой. В нижней части лапа снабжена цапфой 3, на которой закреплена шарошка 7, свободно вращающаяся на роликовых 5 и шариковых 6 опорах.

Шариковая опора дополнительно выполняет функцию замка, так как шары предотвращают возможность осевого перемещения шарошки. Шары вводятся через специальный канал в цапфе, который впоследствии закладывается пальцем 2. Палец, в свою очередь, закрепляется от проворота штифтом 4, и его торец приваривается к лапе.

Цельнокорпусное шарошечное долото (рис. 4.2) имеет корпус 1, к которому приварены лапы 2. В нижней части корпуса размещается промывочная плита 3. Цельнокорпусные долота имеют присоединительную коническую резьбу муфтового типа. Конструкция остальных деталей цельнокорпусного долота аналогична элементам секционного долота.

Промывочные каналы шарошечных долот, направляющие жидкость на забой скважины между шарошками или по центру, могут иметь различные форму, расположение или количество в зависимости от назначения, типа и размера долота. Наибольшее распространение получили промывочные ка-

Рис. 4.1. Секционное трехшарошечное долото с центральной промывкой

налы двух типов: в виде одного отверстия, расположенного в центре, в долотах диаметром до 161 мм; с центральным и боковыми каналами в каждой лапе в долотах диаметром свыше 161 мм.

Рабочая поверхность шарошек долота снабжается зубчатыми венцами, расположенными concentрически в определенной последовательности с гладкими впадинами. Вооружение зубчатых шарошек выполняется как одно целое с телом шарошки; в штыревых долотах шарошка армируется породоразрушающими элементами из твердого сплава; шарошки также могут иметь комбинированное зубчато-штыревое вооружение.

Интенсификация разрушения забоя долотом особенно в мягких породах может быть повышена за счет эффективного использования энергии струи промывочной жидкости. Для этой цели в корпус долота встраиваются профилированные насадки, при движении через которые поток промыв-

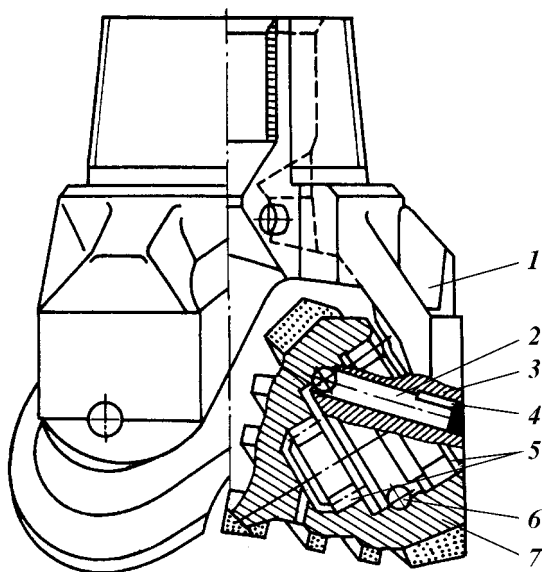
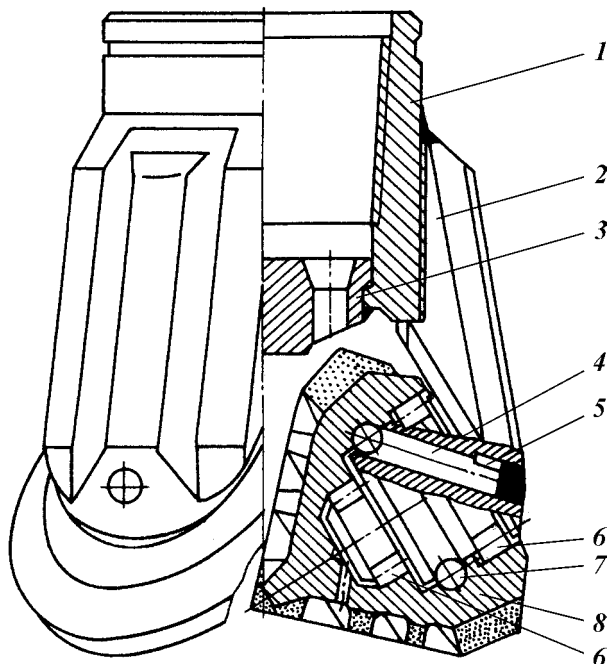


Рис. 4.2. Корпусное трехшарошечное долото:

1 – корпус; 2 – лапа; 3 – промывочная плита; 4 – палец; 5 – фиксирующий штифт; 6 – ролик; 7 – шарик; 8 – шарошка



вочной жидкости приобретает большую скорость. Чем выше скорость истечения жидкости из насадки, тем больше гидромониторный эффект, скорость бурения и проходка на долото.

На рис. 4.3 показана конструкция трехшарошечного гидромониторного долота. В нижней части промывочного канала расположены сменные насадки 2, изготовленные из твердых сплавов или керамики. Наибольшее распространение получили насадки с коноидальным каналом, имеющим форму очертания сжатой струи для повышения коэффициента расхода. Насадки уплотняются с помощью круглых резиновых колец 1 и крепятся втулкой 3 или упорным пружинным кольцом 4.

Повышение эффективности гидромониторных шарошечных долот достигается за счет уменьшения расстояния от насадки до забоя. Наилучшие результаты получены при уменьшении расстояния до 20 мм. Благоприятным является также расположение оси насадки под некоторым углом ($\sim 8^\circ$) в сторону, противоположную вращению долота.

Зачастую опора шарошечного долота определяет ресурс его рабочего времени и, следовательно, продолжительность одного долбления. Долота малых размеров в большинстве случаев выходят из строя вследствие износа опор. Поэтому продолжительность безаварийной работы долота во многом зависит от стойкости опорных элементов шарошки.

В современных серийных шарошечных долотах шарошки снабжаются шариковыми и роликовыми опорами, а также опорами скольжения в различных комбинациях. На рис. 4.4 показаны наиболее распространенные варианты выполнения опор шарошек в зависимости от конструкции и размеров долот. Комбинации подшипников следующие:

радиально-упорный шариковый подшипник и два подшипника скольжения;

два шариковых подшипника;

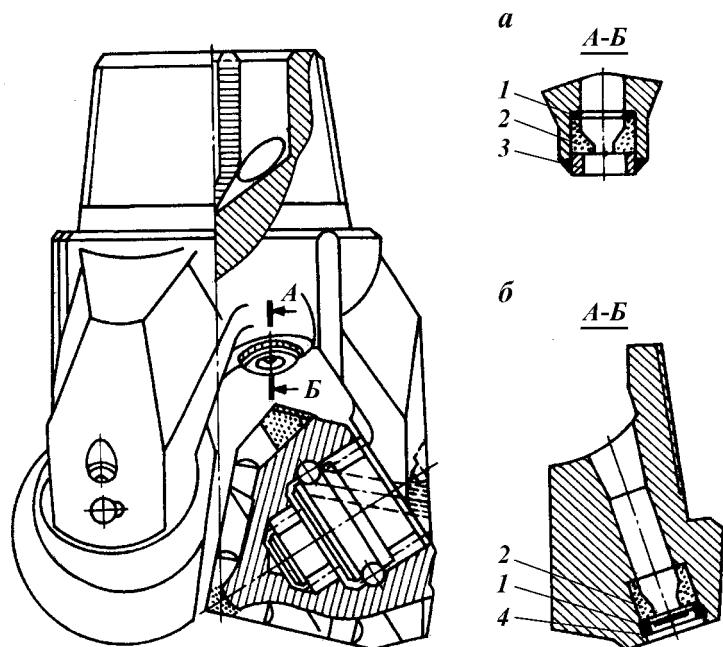


Рис. 4.3. Долото с гидромониторной насадкой:

а – промывочный канал с насадкой, закрепленной втулкой; *б* – промывочный канал со сменной насадкой

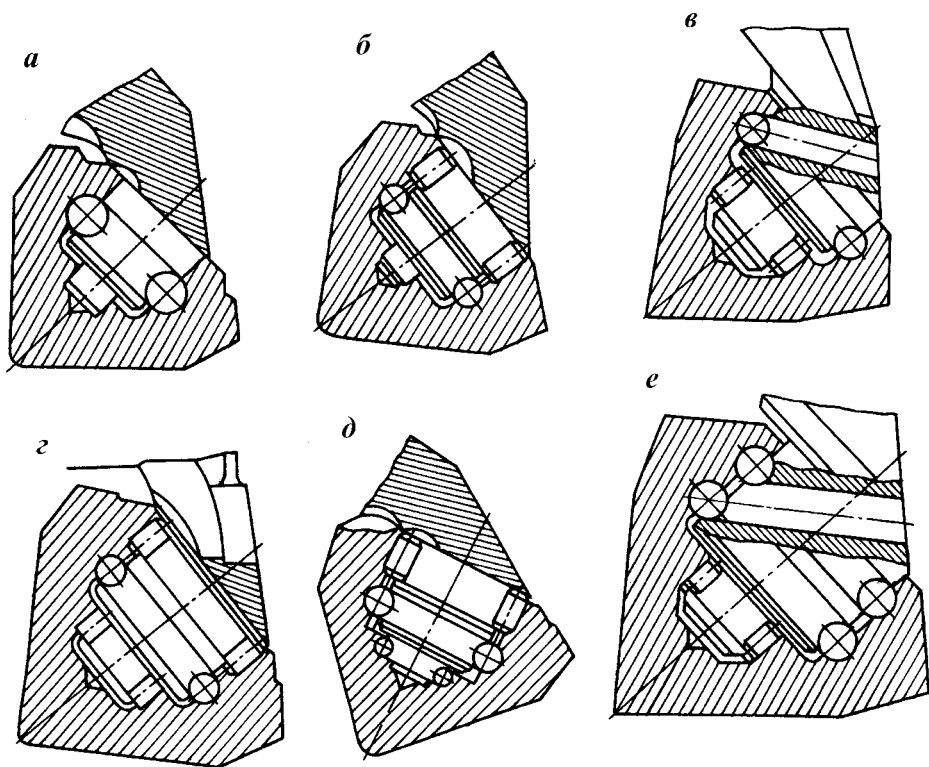


Рис. 4.4. Конструктивные схемы опор шарошечных долот

один роликовый подшипник, один шариковый и один подшипник скольжения;

один шариковый и один роликовый подшипники;

два роликовых подшипника и между ними шариковый подшипник;

один роликовый и два шариковых подшипника разного размера (один из них замковый), расположенные в нижней части цапфы;

два шариковых подшипника одного размера (оба замковые) и один роликовый подшипник;

два шариковых подшипника разного размера (один замковый), расположенные в верхней части цапфы, и один роликовый подшипник;

три шариковых подшипника разного размера;

подшипники: скольжения, шариковый, роликовый.

Двухрядные опоры: ролик – опора скольжения (см. рис. 4.4, а), шарик – шарик, шарик – ролик (см. рис. 4.4, в) применяются главным образом в долотах диаметром менее 145 мм. Трехрядные опоры с двумя радиальными роликовыми подшипниками и шариковым замковым рядом (см. рис. 4.4, г) или с опорой в виде подшипника скольжения (см. рис. 4.4, б) применяются при конструировании долот для бурения с высокими осевыми нагрузками и большими скоростями вращения. Трехрядные опоры, включающие роликовый подшипник и два ряда шариковых подшипников (см. рис. 4.4, д, е) применяют в долотах диаметром 145–190 мм.

Трехрядные шариковые опоры имеют ограниченное применение, так как они не оправдывают сложности их изготовления. Четырехрядные опоры применяются в долотах диаметром более 214 мм.

В последнее время во ВНИИБТ и других организациях созданы долота с герметизированной опорой, заполняемой во время сборки долота консистентной смазкой. Наиболее перспективным следует считать создание шарошечных долот с лубрикаторами, обеспечивающими подвод смазки к опорам шарошек в течение всего времени работы долота на забое.

На рис. 4.5 показаны три схемы герметизации опор долота. Для нормальной работы уплотнения опоры снабжаются компенсирующими устройствами, выравнивающими перепад давления при спуске долота в скважину. Для этого лапа долота снабжается компенсатором в виде поршневого лубрикатора 1 (см. рис. 4.5, а), фетрового фильтра 3 (см. рис. 4.5, б) или эластичной диафрагмы 4 (см. рис. 4.5, в). Смазка в лапах долота изолируется от внешней среды разделителем, к поверхности которого имеется доступ промывочной жидкости. По мере увеличения перепада давления за счет разности давлений на разделителе и опоре смазка постепенно выдавливается наружу. Уплотнительная манжета 2 должна герметизировать опору со стороны торца шарошки и снижать до минимума расход смазки через зазоры между манжетой и шарошкой.

Опыт бурения показал, что наилучшую компенсацию обеспечивает конструкция, не имеющая подвижных элементов, способных заклиниваться при перемещении (см. рис. 4.5, в).

Для бурения пород различной твердости изготавливают трехшарошечные долота двух типов:

- 1) со смещенными осями цапф лап относительно оси долота;
- 2) без смещения осей цапф лап относительно оси долота.

Буровые долота со смещенными осями цапф лап относительно оси долота, кроме дробящего действия, производят скалывание породы за счет

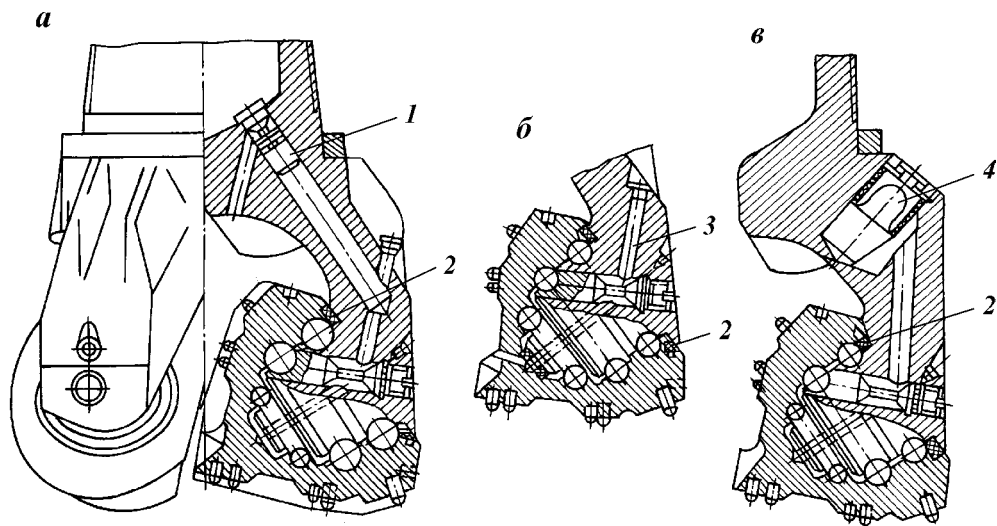


Рис. 4.5. Герметизированные маслonaполненные опоры

проскальзывания зубьев или штырей шарошек относительно забоя. Оси вращения шарошек могут быть смещены по направлению вращения ω_d долота или против него для увеличения скольжения. На рис. 4.6, *а* показано положительное смещение; на рис. 4.6, *б* – отрицательное. Значения смещения k и угла разворота β выбирают в зависимости от типа и размера долота.

Долота типа М (рис. 4.7, *а*) предназначены для бурения мягких несцементированных малоабразивных пород, поэтому они снабжены двух- или трехконусными самоочищающимися шарошками со смещенными в сторону вращения долота осями цапф относительно оси долота. Шарошки имеют крупные зубья большой высоты, длины и шага с малыми углами заострения. Угол наклона оси шарошки к оси долота $55-57^\circ 30'$, что позволяет вписывать в заданный диаметр шарошки больших размеров. Форма забоя выпукло-вогнутая.

Долота типа МС (см. рис. 4.7, *а*) применяются для бурения мягких, перемежающихся с более твердыми прослойками малоабразивных пород. Их шарошки двух- и трехконусные с самоочищающимися зубьями. Смещение осей шарошек у долот типа МС меньше, чем у долот типа М.

Долота типа С (рис. 4.7, *б*) используются для бурения малоабразивных пород средней твердости. Шарошки у долот типа С двух- и трехконусные, самоочищающиеся, со смещением осей цапф в сторону вращения долота. Зубья шарошек короче, с меньшим шагом и большими углами заострения, чем у долот типов М и МС.

Для бурения мягких и средних по твердости пород, но обладающих высокой абразивностью, применяются долота типов МЗ, МСЗ и СЗ. Эти долота по конструктивным параметрам аналогичны долотам типов М, МС и С, но вместо литых зубьев в шарошки запрессованы твердосплавные штыри с клиновидной рабочей поверхностью.

Буровые долота дробящего (ударного) действия типов СТ, Т, ТК и К изготавливаются без смещения осей цапф лап относительно оси долота. Породы разрушаются главным образом за счет динамического воздействия твердосплавных штырей и зубьев шарошки по забою скважины.

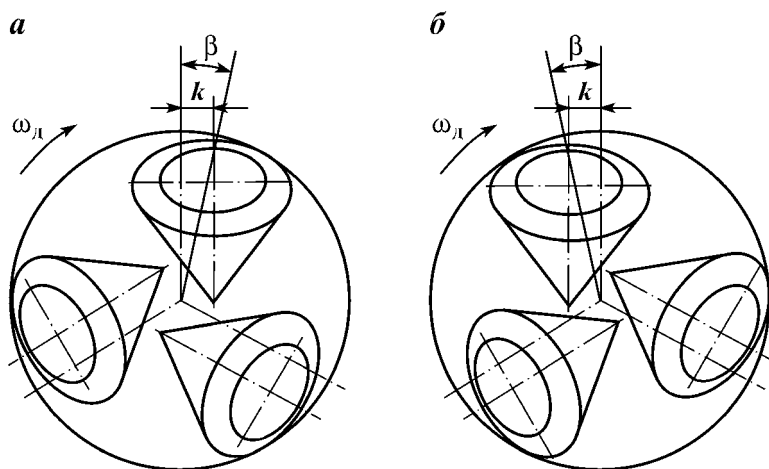


Рис. 4.6. Схемы смещений осей шарошек в плане

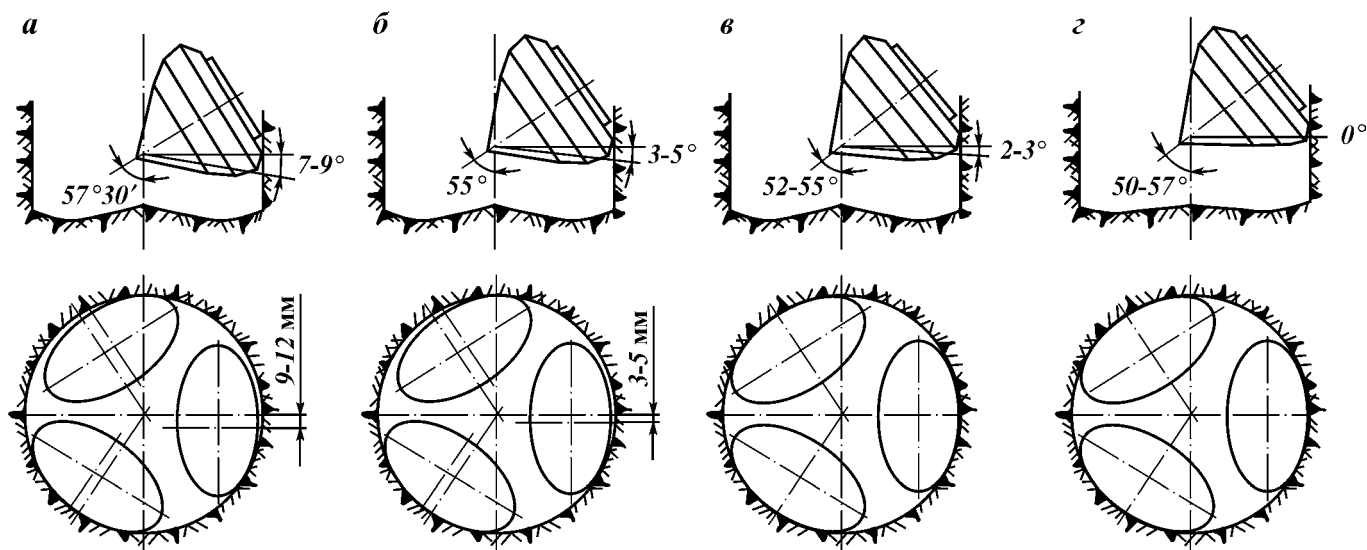


Рис. 4.7. Геометрические характеристики трехшарошечных долот различных типов

Долота типа СТ применяются для бурения плотных пород средней твердости и абразивности. Эти долота снабжены двух- и трехконусными шарошками, оси которых пересекаются в одной точке на оси вращения долота (рис. 4.7, в). Вооружение шарошек зубковое с малым шагом и большими углами заострения.

Долота типа Т пригодны для бурения твердых малоабразивных пород. Для проходки твердых и хрупких малоабразивных с пропластками крепких пород применяются долота типа ТК (рис. 4.7, г). Долота этого типа отличаются от долот типа Т наличием на периферийном венце шарошек вставных твердосплавных штырей с полусферической рабочей частью вместо обычных фрезерованных зубьев. Долота типа ТК изготавливаются для бурения скважин с продувкой воздухом.

Долота типа К применяются для разбуривания самых твердых и крепких абразивных пород. Шарошки одноконусные, с твердосплавными штырями с полусферической рабочей поверхностью. Долота выпускаются для бурения с промывкой жидкостью и продувкой воздухом.

В этой серии дополнительно выпускаются долота типов ТЗ, ТКЗ и ОК. В долотах шарошки армированы клиновидными твердосплавными штырями, так как они применяются для бурения твердых и крепких абразивных пород. Долота типа ОК дополнительно на обратном конусе снабжаются твердосплавными штырями с плоской рабочей частью. Эти долота выпускаются для бурения взрывных скважин в горнорудной промышленности.

ОДНОШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Одношарошечные долота (рис. 4.8) предназначены для бурения твердых и крепких пород, залегающих на больших глубинах и подверженных всестороннему значительному сжатию. Работа долота основана на дробяще-скалывающем действии. Кинематика одношарошечного долота позволяет снизить скорость вращения шарошки вокруг своей оси в сравнении с трехшарошечными долотами. В результате этого значительно повышается износостойкость опор долота.

Одношарошечное долото состоит из одной лапы, на цапфе которой смонтирована сферическая шарошка. Опора шарошки представлена двумя шариковыми подшипниками, первая из которых замковая. Конструкция одношарошечного долота позволяет выполнить опору в

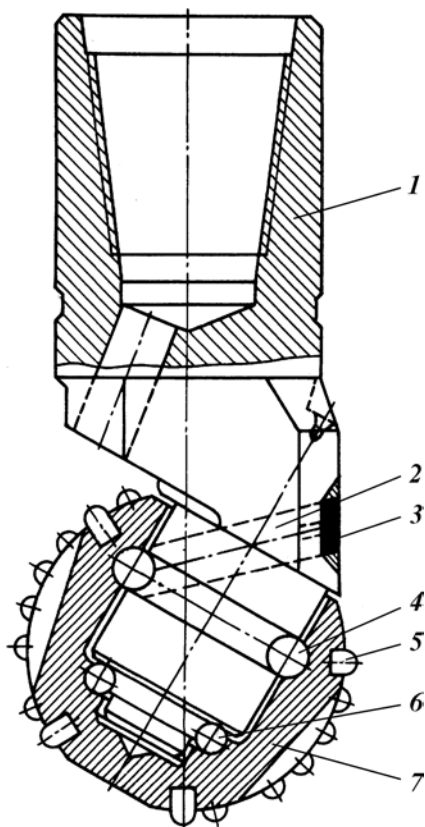


Рис. 4.8. Одношарошечное долото:
1 – корпус; 2 – замок; 3 – штифт; 4 – шарик; 5 – твердосплавный штырь; 6 – шарик; 7 – шарошка

больших габаритах при малых размерах долота. Поэтому продолжительность работы опор опытных долот малого диаметра (140 мм) в 3–4 раза оказалась выше в сравнении с трехшарошечными долотами того же размера.

Сферическая шарошка армируется твердосплавными штырями с полусферической и призматической рабочими поверхностями. Высота выхода штырей над телом шарошки 5 мм. На поверхности шарошки выфрезерованы шесть продольных пазов для подвода промывочной жидкости к забою. Промывочная жидкость подается через канал в корпусе долота на поверхность шарошки. Струя истекает по касательной и способствует очищению поверхности шарошки от породы.

4.2. КИНЕМАТИКА И ДИНАМИКА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Работа шарошечного долота является механическим процессом, обуславливающим ударное и сдвигающее действие зубьев вооружения шарошки. Очевидно, что все процессы протекают одновременно и создают сложную картину взаимодействия породоразрушающих элементов долота с горной породой. Для упрощения рассматриваются отдельно разные процессы.

ПРОДОЛЬНЫЕ ВОЗВРАТНО-ПОСТУПАТЕЛЬНЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ДОЛОТА

Перекатывание шарошек по забою скважины приводит к возникновению возвратно-поступательного движения центра вращения шарошки, а следовательно, и корпуса долота. На рис. 4.9 показана схема перекатывания зубчатого венца шарошки по недеформируемому забою, из которой видно, что при упоре долота на один зуб венца в точке B ее ось вращения находится в точке O ; при перемещении центра вращения в точку O' под действием крутящего момента происходит удар по забою смежным зубом в точке C' . При этом в новом положении шарошка опирается на два зуба в точках B и C' , а центр вращения опустится по вертикали на величину δ .

Амплитуда δ перемещения центра вращения венца при перекатывании одновенечной шарошки по недеформируемому забою определяется геометрическими параметрами долота. В соответствии с приведенной схемой можно записать

$$\delta = r_z \left(1 - \cos \frac{\pi}{z} \right) = d \sin^2 \frac{\pi}{2z}, \quad (4.1)$$

где r_z – радиус венца по вершинам зубьев; z – число зубьев; d – диаметр венца по вершинам зубьев.

Формула (4.1) показывает, что амплитуда возвратно-поступательного движения шарошки прямо пропорциональна ее диаметру и обратно пропорциональна числу зубьев на рассматриваемом венце. Периферийный венец, снабженный наиболее крупными зубьями, определяет колебательный процесс корпуса шарошечного долота. Средние и вершинные венцы накла-

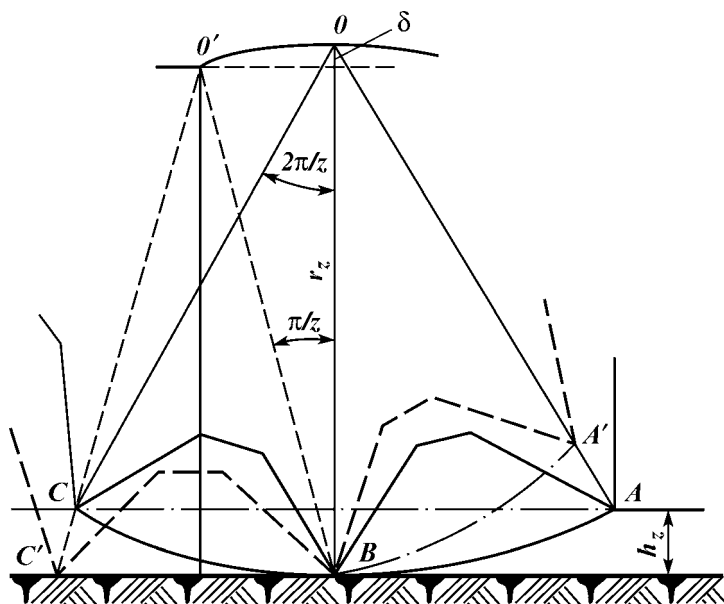


Рис. 4.9. Схема перекатывания зубчатого венца по недеформируемому забою

дывают дополнительные колебательные движения, особенно при учете скольжения шарошки при перемещении по забою.

Число ударов зубьев венца шарошки по породе в минуту

$$m = n_{ш} z = i n_{д} z, \quad (4.2)$$

где $n_{ш}$ — частота вращения шарошки в минуту; i — передаточное отношение скоростей вращения шарошки и долота; $n_{д}$ — частота вращения долота в минуту.

Скорость соударения зуба с породой при отсутствии его проскальзывания

$$v = \frac{\pi^2 r_z n_{ш}}{30z} \cos \beta, \quad (4.3)$$

где β — угол наклона оси шарошки.

Время контакта зуба с породой при ударе без проскальзывания

$$t_k = \frac{60}{n_{д} z i}. \quad (4.4)$$

В реальных условиях при перекатывании шарошки происходит внедрение зубьев в породу. В твердых породах внедрение может исчисляться десятыми долями миллиметра. В мягких породах может происходить внедрение зуба на значение его высоты. В соответствии со схемой (см. рис. 4.9) можно получить

$$h_z = r_z \left(1 - \cos \frac{2\pi}{z} \right) = d \sin^2 \frac{\pi}{z}, \quad (4.5)$$

где h_z — максимальная глубина внедрения зуба одновенечной шарошки.

В однородных породах при постоянной осевой нагрузке амплитуда δ колебания долота будет иметь то же значение, что и при работе по недеформируемому забою, если углубление долота за каждую треть оборота будет происходить на максимальное значение h_z . При внедрении зуба на значение δ бывают случаи работы долота при отсутствии продольных перемещений его корпуса. В большинстве случаев при бурении шарошечными долотами наблюдается сложный колебательный процесс долота.

СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ ШАРОШЕК

Скорость вращения шарошек во многом определяет кинематику и динамику работы долота. В свою очередь, скорость вращения шарошек определяется скоростью вращения долота и значением передаточного отношения.

В каждый момент времени движение шарошки можно рассматривать как состоящее из трех составляющих: переносного – вращения вокруг оси долота; относительного – вращения вокруг оси шарошки и поступательного движения вдоль оси долота. При анализе работы долота обычно поступательное движение вдоль оси в расчет не принимается, так как эта скорость несоизмеримо меньше переносной и относительной.

Передаточным отношением долота i_A называют отношение угловых скоростей вращения долота ω_A и шарошки $\omega_{ш}$, т.е.

$$i_A = \omega_A / \omega_{ш}. \quad (4.6)$$

При вращении шарошки, представленной многоугольной пирамидой, опирающейся последовательно при качении на вершины – зубья, скорость движения любой точки шарошки, не имеющей скольжения относительно забоя, определяется выражением

$$v_A = \omega_A R = \omega_{ш} r \cos \frac{\psi}{2}, \quad (4.7)$$

где R – радиус вращения точки относительно оси скважины; r – радиус вращения точки относительно оси шарошки; ψ – угол между зубьями.

Передаточное отношение долота можно представить выражением

$$i_A = \frac{r \cos \frac{\psi}{2}}{R}. \quad (4.8)$$

Так как угол между зубьями в долотах мал и можно принять $\cos \frac{\psi}{2} \approx 1$, то приближенно

$$i_A \approx \frac{r}{R} = \frac{d_{ш}}{D_A}, \quad (4.9)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки; D_A – диаметр долота.

В действительности за счет проскальзывания шарошек по забою теоретическая скорость вращения выше фактической на 15–20 %. Кроме того, зубья шарошки при контакте с забоем погружаются на различную глубину в породу, а в результате износа меняется как форма зубчатого венца, так и форма забоя. Эти изменения приводят к отклонению теоретических результатов от практических.

СКОЛЬЖЕНИЕ НЕ СМЕЩЕННЫХ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАБОЯ ШАРОШЕК ПРИ ВРАЩЕНИИ

Движение шарошки по забою, в соответствии с законами теоретической механики, как движение бегуна в виде гладкой шарошки относительно опорной плоскости, характеризуется угловой скоростью

$$\Omega = \sqrt{\omega_{\text{ш}}^2 + \omega_{\text{А}}^2 + 2\omega_{\text{ш}}\omega_{\text{А}} \cos(\omega_{\text{ш}}\omega_{\text{А}})}, \quad (4.10)$$

где Ω – абсолютная мгновенная угловая скорость вращения шарошки; $\omega_{\text{А}}$ – угловая скорость вращения водила вокруг вертикальной оси; $\omega_{\text{ш}}$ – угловая скорость вращения бегуна вокруг своей оси.

Мгновенная ось вращения, по направлению которой расположится вектор абсолютной угловой скорости, проходит через точку пересечения осей слагаемых вращений.

Движение шарошки относительно забоя рассмотрим для случая равномерного вращения гладкой одноконусной шарошки с вершиной конуса, лежащей на оси вращения долота. Предположим, что силы трения в опорах отсутствуют, а сцепление на контакте образующей конуса с гладкой недеформируемой поверхностью забоя абсолютное. Для указанных условий схема движения шарошки показана на рис. 4.10. Рассмотрим движение произвольной точки M , лежащей на образующей конуса, контактирующей с плоскостью забоя.

Ее окружная скорость относительно плоскости забоя

$$v_{\text{ш}} = \omega_{\text{ш}} r \quad (4.11)$$

и направлена в сторону вращения шарошки. Переносная скорость этой точки, равная скорости вращения долота и направленная в противоположную сторону

$$v_{\text{А}} = \omega_{\text{А}} R. \quad (4.12)$$

Абсолютная скорость, т.е. скорость скольжения $v_{\text{ск}}$ точки M относительно забоя скважины, будет представлять собой геометрическую сумму этих двух скоростей:

$$\bar{v}_{\text{ск}} = \bar{v}_{\text{ш}} + \bar{v}_{\text{А}}; \quad (4.13)$$

$$v_{\text{ск}} = \omega_{\text{ш}} r - \omega_{\text{А}} R, \quad (4.14)$$

где r – радиус шарошки в точке M ; R – радиус окружности вращения точки M по забою.

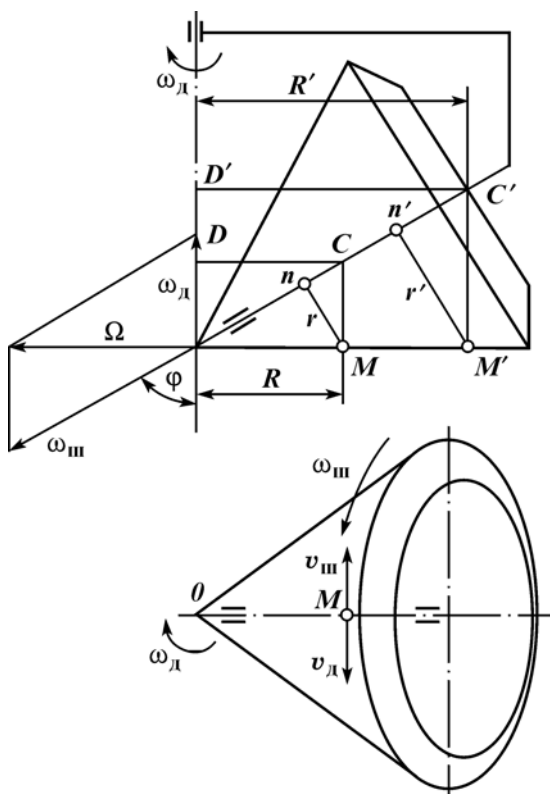


Рис. 4.10. Схема движения гладкой одноконусной шарошки на забое

Отношение скорости вращения шарошки к скорости вращения долота всегда равно отношению радиуса вращения по забою $R(R')$ любой точки $M(M')$ к радиусу шарошки $r(r')$. При этом с учетом передаточного отношения шарошки и долота ($i = \omega_{ш}/\omega_{\Delta} = R/r$) следует, что скорость скольжения для рассматриваемого случая отсутствует. Такие шарошки называют шарошками «чистого качения».

Промышленность выпускает долота с многоконусными шарошками. При движении по забою таких шарошек мгновенная ось вращения проходит через точку пересечения осей складываемых вращений O (рис. 4.11). Вторая точка мгновенной оси вращения шарошки проходит через скользящую точку N , расположенную на образующей конуса, контактирующей с забоем. Мгновенная угловая скорость вращения шарошки

$$\Omega = \sqrt{\omega_{ш}^2 + \omega_{\Delta}^2 + 2\omega_{ш}\omega_{\Delta} \cos \varphi}. \quad (4.15)$$

По известному направлению мгновенной оси вращения шарошки определяется скорость скольжения любой точки. Для точки M скольжение относительно забоя

$$v_{ск} = \Omega Mm = \Omega r_m. \quad (4.16)$$

Из формулы (4.16) видно, что скорость поперечного скольжения контактирующих с забоем зубьев тем больше, чем на большее расстояние от мгновенной оси вращения шарошки они удалены. На участке образующей, расположенной влево от скользящей точки N , скольжение будет отрицательное, т.е. направлено против направления вращения долота. На участке, расположенном правее точки N , скольжение положительное, направленное в сторону вращения долота. В первом случае будет работать на скалывание породы задняя грань зубьев шарошки, во втором — передняя.

Отношение скорости скольжения к скорости вращения долота определяет способность долота разрушать породу скалыванием:

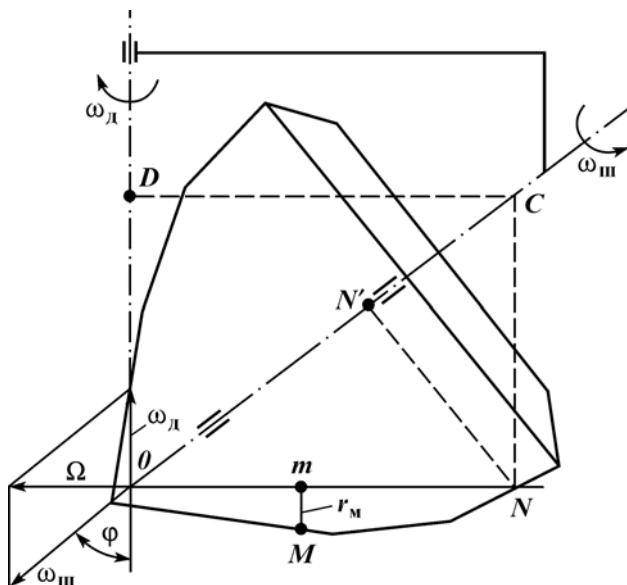


Рис. 4.11. Схема движения гладкой многоконусной шарошки на забое

$$v_{\text{ск}}/v_{\text{д}} = \mu_{\text{ск}}, \quad (4.17)$$

где $\mu_{\text{ск}}$ — степень скалывания.

Отношение скорости качения шарошки относительно забоя к переносной скорости (скорости вращения долота) определяет способность долота разрушать породу дроблением:

$$v_{\text{ш}}/v_{\text{д}} = \mu_{\text{др}}, \quad (4.18)$$

где $\mu_{\text{др}}$ — степень дробления.

В реальных условиях работа шарошечного долота также зависит от формы деформируемого забоя.

СКОЛЬЖЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАБОЯ ШАРОШЕК СО СМЕЩЕННОЙ ОСЬЮ

Движение шарошки со смещенной в плане осью вращения происходит по радиусу, равному расстоянию от оси долота до наиболее удаленной точки шарошки B (рис. 4.12). Смещение осей повышает скольжение зубьев по забою и создает эффект скалывания породы по всей поверхности забоя.

Видно, что переносная скорость любой точки M на контактирующей с забоем образующей направлена по ходу вращения и перпендикулярна к радиусу вращения этой точки около центра O , т.е. оси вращения долота. Относительная скорость $\bar{v}_{\text{ш}}$ точки M направлена по ходу вращения шарошки, перпендикулярно к ее оси вращения. Абсолютная скорость точки M составляет разность ее скоростей в относительном движении (вращение шарошки) и переносном (вращение долота) и направлена перпендикулярно к образующей шарошки.

Для определения скорости скольжения надо разложить переносную скорость $\bar{v}_{\text{д}}$ на две составляющие: $\bar{v}'_{\text{д}}$, направление которой совпадает с направлением относительной скорости, и $\bar{v}''_{\text{д}}$, имеющую направление образующей. Произведя сложение относительной скорости $\bar{v}_{\text{ш}}$ и поперечной составляющей переносной скорости $\bar{v}'_{\text{д}}$, получим направление и значение поперечной составляющей скорости скольжения данной точки $\bar{v}'_{\text{ск}}$. В нашем случае для точки M $\bar{v}_{\text{ш}}$ всегда будет меньше, чем $\bar{v}'_{\text{д}}$, так как поперечная скорость скольжения точки M , представляющая собой окружную скорость вращения вокруг мгновенной оси вращения (условно OM), направлена в сторону движения.

Вектор $\bar{v}_{\text{ск}}$, полученный в результате сложения поперечной $\bar{v}'_{\text{ск}}$ и продольной $\bar{v}''_{\text{ск}} = \bar{v}'_{\text{д}}$ составляющих скоростей скольжения, покажет истинную скорость скольжения рассматриваемой точки.

Видно (см. рис. 4.12), что относительное значение продольной составляющей скорости скольжения $\bar{v}''_{\text{ск}}$ при данной скорости вращения долота зависит только от значения смещения осей шарошек k , постоянно для всех точек шарошки и равно

$$v''_{\text{д}} = v_{\text{д}} \sin \theta = M\omega_{\text{д}} \sin \theta = \omega_{\text{д}} k. \quad (4.19)$$

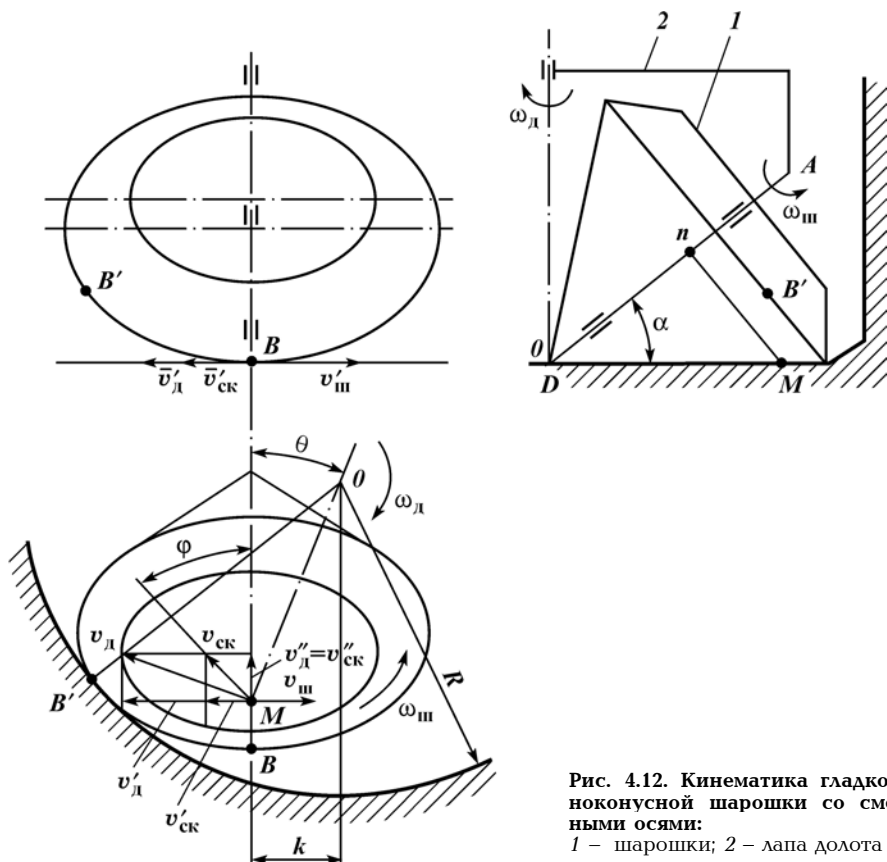


Рис. 4.12. Кинематика гладкой одноконусной шарошки со смещенными осями:
1 – шарошки; 2 – лапа долота

Поперечная составляющая скорости скольжения точки M

$$\bar{v}'_{ск} = \bar{v}'_A + \bar{v}'_{ш} = \omega_A R - \omega_{ш} r. \quad (4.20)$$

Суммарная скорость скольжения точки M по забою определяется по выражению

$$\bar{v}_{ск} = \sqrt{(v'_{ск})^2 + (v''_{ск})^2}. \quad (4.21)$$

При смещении осей шарошки в плане по направлению вращения долота радиальная составляющая скольжения направлена к вершине шарошки, а суммарная скорость скольжения отклоняется в сторону центра забоя скважины. Если $v'_A > v_{ш}$ (см. рис. 4.12), то $v_{ск}$ направлена в сторону переносной скорости. В противном случае $v_{ск}$ направлена в сторону относительной скорости.

Движение шарошки с отрицательным смещением осей приводит к снижению эффективности работы периферийного венца. При этом калибрование скважины производится только за счет фрезерования породы зубьями, находящимися на обратном конусе шарошек. Суммарная нормальная реакция стенки скважины направлена против вращения шарошки.

Отрицательное смещение осей вращения на практике не применяется. У долот с отрицательным смещением осей шарошки скорость продольного скольжения $v''_{ск} = v''_A$ направлена от вершины конуса шарошки к основанию, что увеличивает осевую силу, действующую на шарошку.

Значение скорости скольжения изменяется по нелинейному закону, увеличиваясь от вершины к основанию; направление зависит от вида смещения осей вращения шарошек. Скорость скольжения у всех долот возрастает с увеличением нагрузки.

СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО

В процессе бурения на шарошечное долото действуют статические и динамические силы. Распределение нагрузок по различным элементам шарошечного долота зависит от конструктивных особенностей опор и вооружения шарошки, а также связано с физико-механическими свойствами разбуриваемых пород. Точное определение сил, действующих в различных точках, затруднено, поэтому ниже дается приближенный метод их определения.

На рис. 4.13 дана схема одноконусной шарошки. На шарошку действуют сосредоточенные силы: осевое усилие подачи Q , вызывающее вдавливание зубьев шарошки в породу, и окружная сила P , создающая вращательное движение, в процессе которого происходит скалывание породы. Эти усилия передаются шарошке через ее опоры цапфой долота.

Крутящий момент, действующий при вращении долота, можно представить следующим выражением

$$M_A = 3Pa, \quad (4.22)$$

где P — движущая сила, приложенная к цапфе лапы долота; a — расстояние от оси долота до точки приложения силы.

При равномерном движении шарошки из условия равновесия сил активные нагрузки приравниваются силам реакции:

$$P = F; Q = T, \quad (4.23)$$

где F — сила сопротивления перекачиванию шарошек; T — реакция забоя.

Сила сопротивления перекачиванию шарошки может быть определена через осевую нагрузку следующим образом:

$$P = T(f_1 + f_2) + \frac{T}{2}b, \quad (4.24)$$

где f_1 и f_2 — коэффициенты сопротивления качению и скольжению шарошки; b — плечо действия силы реакции, распределенной на два зуба венца шарошки.

В соответствии со схемой, представленной на рис. 4.14, можно записать

$$b = r_{ш} \sin \frac{\psi}{2}.$$

Тогда

$$P = T \left[(f_1 + f_2) + \frac{r_{ш}}{2} \sin \frac{\psi}{2} \right]. \quad (4.25)$$

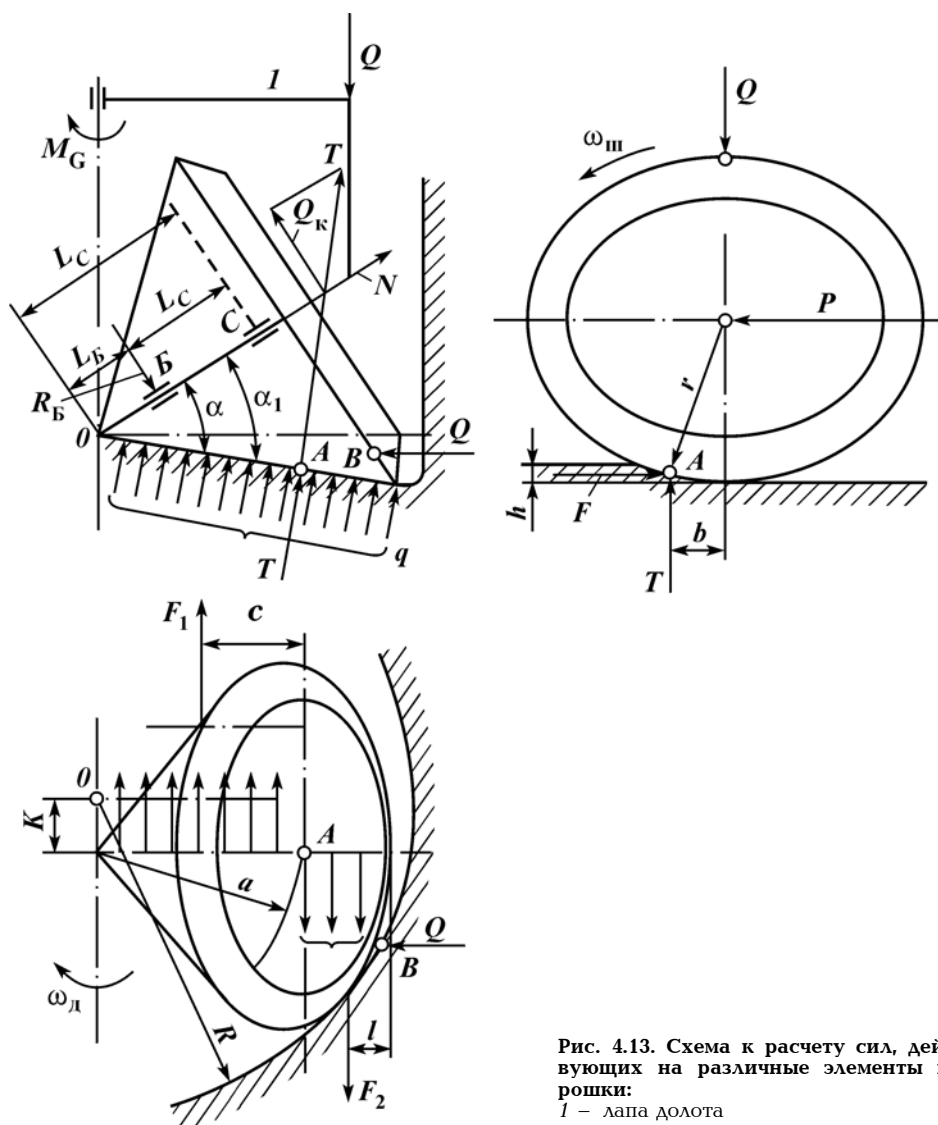


Рис. 4.13. Схема к расчету сил, действующих на различные элементы шарошки:
 l – лапа долота

Силы сопротивления скольжению могут быть определены с учетом действия распределенной осевой нагрузки q . Для случая, когда нескальзящей точкой на образующей шарошки является точка A , можно получить следующие выражения

$$F_1 = 2f_1qc; F_2 = 2f_2ql, \quad (4.26)$$

где c, l – расстояние от точки A до сил соответственно F_1 и F_2 ; q – распределенная нагрузка на образующую шарошки.

Для случая равномерного вращения шарошки

$$F_1r_1 = F_2r_2,$$

где r_1, r_2 – соответственно радиусы шарошки в точках приложения сил F_1 и F_2 .

Рис. 4.14. Схема действия сил при опоре шарошки на зубчатые венцы

Из геометрических построений (см. рис. 4.13), видно, что

$$r_1 = \left(\frac{c}{2} + l \right) \sin \alpha;$$

$$r_2 = \frac{l}{2} \sin \alpha.$$

Тогда

$$F_1 = \left(\frac{c}{2} + l \right) \sin \alpha -$$

$$- F_2 \frac{l}{2} \sin \alpha = 0. \quad (4.27)$$

При подстановке в уравнение (4.27) значений F_1 и F_2 из выражения (4.26) с учетом $l \approx R - c$, получают

$$c^2 - 2cR + \frac{R^2}{2} = 0. \quad (4.28)$$

Решение уравнения (4.28) дает возможность определить c и b , а следовательно, точки приложения сил F_1 и F_2 , создающих момент сопротивления проворачиванию шарошек вокруг точки A в горизонтальной плоскости.

Нормальное усилие, действующее на цапфу со стороны забоя,

$$Q = T \cos \alpha. \quad (4.29)$$

Осевая составляющая нагрузки

$$N = T \sin \alpha. \quad (4.30)$$

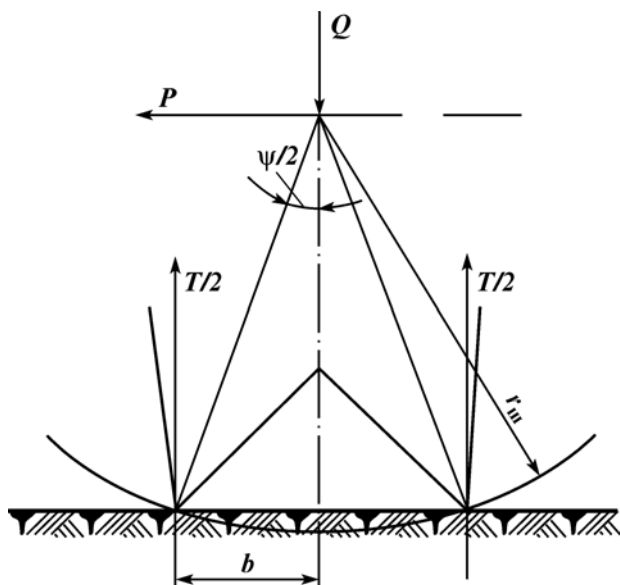
При калибровании ствола скважины на тыльную часть шарошки действует сила реакции G со стороны стенки скважины, которая направлена вдоль оси шарошки на расстоянии $r_{ш}$ от ее оси и создает момент M_G , стремящийся повернуть шарошку в вертикальной плоскости:

$$M_G = Gr_{ш} \cos \alpha. \quad (4.31)$$

Значение реакций опор B и C (см. рис. 4.13) определяется с учетом действия эквивалентной нагрузки:

$$R'_B = mR_B, \quad R''_B = mR_C, \quad (4.32)$$

где R_B , R_C — реакции опор при приложении нагрузки T в точке A ; m — коэффициент эквивалентности, учитывающий смещение точки A в зависимо-



сти от приложения нагрузки. Перекатывание венца шарошки создает ударное действие зубьев по породе забоя. Динамическая составляющая осевой нагрузки на долото определяют по формуле

$$Q_{\Delta} = aF, \quad (4.33)$$

где a — коэффициент, зависящий от статической нагрузки;

$$F = n_{\Delta} z i / 60. \quad (4.34)$$

4.3. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Алмазные долота, применяемые для бурения скважин сплошным забоем, представляют собой цельный стальной корпус *1* с присоединительной конической резьбой, к которому прикрепляется фасонная алмаз-несущая головка-матрица *2* (рис. 4.15). По характеру закрепления и размещения алмазов в матрице различают долота одно-, многослойные и импрегнированные (с объемным размещением мелких алмазов в теле матрицы).

По форме торца алмазные долота разделяются на плоские, выпуклые, вогнутые, выпукло-вогнутые, выпукло-конусные, двоякоконусные, ступенчато-конусные, комбинированные. В свою очередь, выпуклые и выпукло-вогнутые долота могут быть сферическими или грушевидными. Профиль долота должен соответствовать форме естественного износа. При бурении абразивных пород этой форме соответствует профиль выпукло-конусных долот. Поэтому эта форма получила наибольшее распространение.

Современные конструкции алмазных долот имеют обратный конус в центральной части с углом при вершине от 55 до 120°. Конусный керн, образующийся при бурении, разрушается от вибрации и выносится через промывочные канавки. Однако при бурении крепких пород зависание долота на керне приводит к разрушению центра долота, так как резание породы в центральной части забоя практически отсутствует.

Периферийная часть алмазного долота представляет собой сферическую поверхность, переходящую по мере удаления от торца в цилиндрическую. Цилиндрическая часть производит калибровку стенок скважины. Диаметр алмазных долот на 1,5–2,5 мм меньше диамет-

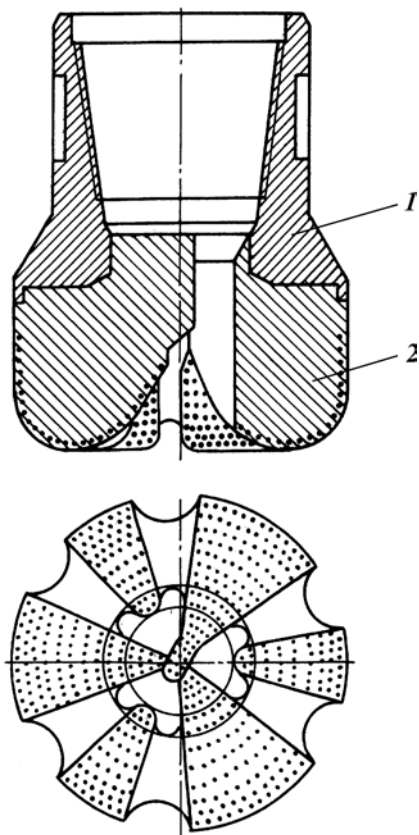


Рис. 4.15. Алмазное долото

ра шарошечных и лопастных долот тех же номинальных размеров. Это объясняется тем, что при бурении шарошечными долотами на стенках скважины образуются спиралевидные выступы, уменьшающие проходное сечение скважины.

Алмазные долота различаются также по форме промывочных каналов. Известны долота с центральной или торцевой промывкой; с сужающимися и расширяющимися промывочными каналами; радиальными, касательными и спиральными промывочными каналами. Форма промывочных каналов и их сечение выполняются так, чтобы обеспечить хорошее удаление частиц выбуренной породы, охлаждение и очистку рабочей части головки долота. Наиболее современными, с точки зрения охлаждения алмазов, являются долота со ступенчатой поверхностью и радиальными сужающимися каналами.

По расположению алмазов на рабочей поверхности различают долота с радиальной, шахматной, концентрической, спиральной схемами размещения. Выбор схемы размещения определяется механическими свойствами породы, системой промывки, размерами, формой и сортностью алмазов.

Рабочая поверхность долота оснащается алмазами различных размеров. Размеры их для калибрующей части 0,1–0,25 карата¹; для торцевых поверхностей 0,2–0,34 карата; для конусных поверхностей 0,1–0,25 карата. Количество зерен алмазов, устанавливаемых на поверхности долота диаметром 140 мм, составляет 1000–1100; в долотах диаметром 212 мм – до 2000. На одно долото расходуется от 200 до 700 карат алмазов.

Алмаз является самым твердым из всех известных минералов и искусственных веществ. Непревзойденная твердость и высокая износостойкость обусловили его широкое применение в технике. По химическому составу алмаз является чистым углеродом. Плотность его колеблется от 3470 до 3540 кг/м³. Алмаз довольно хрупок. При высоких температурах (2000–3000 °С) алмаз без доступа кислорода превращается в графит. В воздухе алмаз сгорает при температуре 850–1000 °С.

Алмазы в первую очередь разделяются на ювелирные и технические. В природе значительно чаще встречаются агрегатные разновидности алмазов: борт, карбонадо, баллас, конго. В бурении обычно применяют агрегатные разновидности алмазов.

Карбонадо, тонкозернистые плотные агрегаты буровато-черного цвета, имеют наибольшую прочность и встречаются очень редко. С точки зрения использования в бурении они стоят на первом месте. На втором месте стоят бесцветные и желтоватые балласы, имеющие большую крепость благодаря наружной твердой оболочке толщиной около 1 мм. Третье место занимает борт, обладающий небольшой крепостью вследствие трещиноватости кристаллов. В настоящее время борт – основное сырье для изготовления буровых долот, так как он встречается часто и имеет невысокую цену, идет в основном на изготовление абразивного сырья.

Используется три способа изготовления алмазных долот: чеканка крупных алмазов, заливка и метод порошковой металлургии.

Чеканка является старейшим способом изготовления кольцевых коронок и представляет собой ручное закрепление алмазов в заранее приготовленные гнезда в металлической основе. Чеканка малопроизводительна и в настоящее время используется редко.

¹ Один карат равен по массе 0,2 г.

Способ заливки заключается в том, что в угольную или графитовую форму по определенной схеме раскладываются алмазы, а затем форму заливают легкоплавким сплавом. Отлитое кольцо-матрица припаивается к готовому корпусу долота или непосредственно при его литье. Недостатком способа является низкое качество матриц.

Способ порошковой металлургии — наиболее прогрессивный. Изготовление алмазных долот по этому способу сводится к следующим операциям.

Готовят смесь порошков-шихты, раскладывают алмазы в разборную пресс-форму, засыпают шихту в пресс-форму, прессуют шихту, спекают матрицу, обрабатывают долото.

Для изготовления шихты в качестве основного материала обычно используется карбид вольфрама (90–95 %), а связывающим металлом является кобальт (5–20 %). В качестве основного металла используются также порошковый вольфрам, ферромолибден, никель. Связывающими материалами могут быть сплавы меди и цинка в различных соотношениях.

Раскладка алмазов в пресс-форму проводится вручную с помощью пинцета или вакуумного карандаша по определенной схеме. Выбор схемы раскладки зависит от конструктивных особенностей алмазного долота.

После засыпки шихты в пресс-форму и прессования долото помещают в электрическую печь и разогревают до определенной температуры в водородной среде в зависимости от состава матрицы. Обычно температура спекания 650–1300 °С, выдержка 1–2 ч.

После остывания долото подвергается механической обработке: обтачивают корпус, нарезают резьбу, изготавливают промывочные каналы. Иногда рабочая поверхность алмазных долот обрабатывается пескоструйным аппаратом для получения нужного оголения алмазов. Абсолютное значение оголения находится в пределах 0,1–0,75 мм.

Корпус алмазного долота изготавливают из конструкционной углеродистой или хромистой стали марки 40Х с содержанием углерода 0,35–0,4 %.

4.4. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

Лопастные долота могут быть режущего и истирающе-режущего типов.

РЕЖУЩИЕ ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

Лопастные долота режущего типа выпускаются двух основных видов: двухлопастные 2Л и трехлопастные 3Л.

Лопастное долото состоит из стального штампованного или литого корпуса с конической присоединительной резьбой и лопастей, отштампованных или отлитых вместе с корпусом, присоединенных или приваренных к нему (рис. 4.16). Лопастные выполняются со скосом боковых граней под углом 3–5°, направленным в сторону, противоположную вращению. В зависимости от твердости пород лопасти заправляются под различными уг-

Рис. 4.16. Лопастное долото:

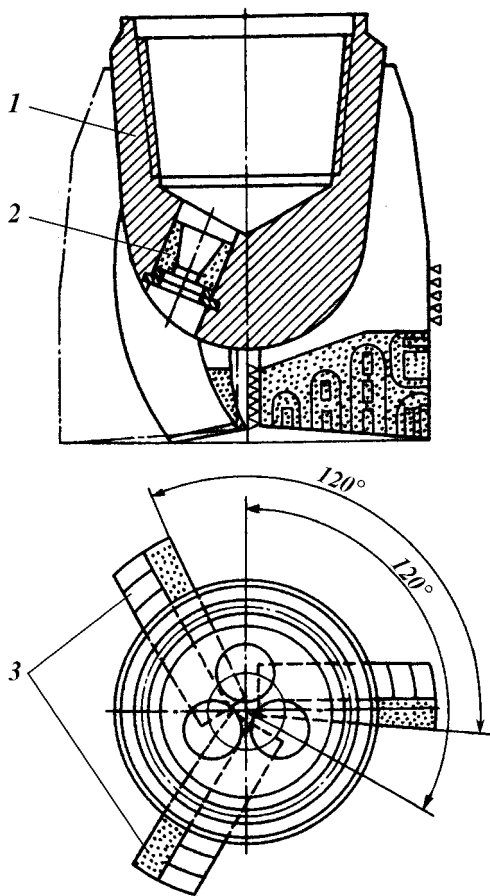
1 – корпус; 2 – насадка; 3 – лопасти

лами, отличающимися формой передней грани, ее наклоном относительно плоскости, перпендикулярной к оси долота. Угол наклона грани относительно этой плоскости называется углом резания. В центре долота делается вырез для улучшения его работы, так как разрушение породы в этой зоне затруднено.

Корпус и лопасти долота выполняются из среднеуглеродистых нелегированных или малолегированных конструкционных сталей. Передняя и боковая грани лопастей для увеличения стойкости армируются твердым сплавом. После приварки лопастей к корпусу на передней и боковой гранях ее вырезают канавки, дно которых наплавляется крупной зернистого твердого сплава – релит. В армированные пазы укладываются твердосплавные пластины. Для этого применяют твердый сплав на основе карбида вольфрама типа ВК8. Затем поверхности лопастей и пластины твердого сплава заплавляют чугуном с крупной зернистой твердого сплава с помощью ацетиленокислородного пламени. Для снятия напряжений после сварки и наплавки долото подвергают нормализации. После этого на корпусе долота нарезают присоединительную резьбу, производят подгонку размера по диаметру и заправку лезвий долота в соответствии с назначением.

Трехлопастные долота типа 3ЛГ диаметром от 118 до 445 мм имеют три промывочных канала, в которые могут быть установлены гидромониторные насадки. Двухлопастные долота типа 2Л выпускают диаметром от 76 до 161 мм. Для упрощения изготовления и удобства при эксплуатации лопастные долота 3Л и 2Л нескольких размеров изготавливают с одинаковым корпусом.

Разновидностью лопастных долот являются долота типа РХ (рыбий хвост), изготавливаемые больших диаметров (от 490 до 640 мм) по требованию заказчика для бурения мягких и средних пород. Долото типа РХ представляет собой поковку из стали марки 40. Верхняя часть долота снабжена замковой резьбой для присоединения к колонне бурильных труб. В нижней части долото имеет форму лезвия, заправленного в виде рыбьего хвоста. Лопасти долота армируются твердым сплавом.



Долото типа РХ поддается реставрации по мере износа рабочего лезвия и поэтому используется многократно.

ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩИЕ ДОЛОТА

Долота истирающе-режущего действия предназначены для бурения вязких, мягких и средних по твердости пород с абразивными пропластками.

Долото типа ИР (рис. 4.17) состоит из корпуса 1, приваренных к нему шести лопастей, из которых три нижние — 2, 8 и 9 имеют нормальную высоту и три верхние 5, 6, 7 — укороченную. Режущие кромки лопастей армированы цилиндрическими зубками из твердого сплава типа ВК8. Промежутки между штырями и передняя грань всех лопастей армируются зернистым твердым сплавом — релит. Боковые грани лопастей, калибрующие стенки скважины, также армируются твердосплавными штырями и слоем релита.

Промывочная жидкость на забой поступает через минералокерамиче-

ские насадки 4, вставляемые в дно корпуса долота. Насадки крепятся в корпусе при помощи пружинных колец, которые удерживают их от выпадения в корпус при транспортировке. Насадки герметизируются резиновыми кольцами 3.

Долота типа ИР (с обычной промывкой) и типа ИРГ (с гидромониторной промывкой) выпускаются диаметром от 76 до 269 мм. Присоединительные резьбы выполняются шести типоразмеров.

Долота типов ДСГЗЛИР истирающе-режущего и ДСГЗЛР режуще-скалывающего действия обладают преимуществами трехлопастных и долот типа ИР. Поэтому при бурении роторным способом перемежающихся мягких и средней твердости пород они показали лучшие результаты по сравнению с шарошечными долотами.

Отличительной особенностью долот типов ДСГЗЛИР и ДСГЗЛР является то, что они снабжены тремя лопастями, имеющими три или четыре

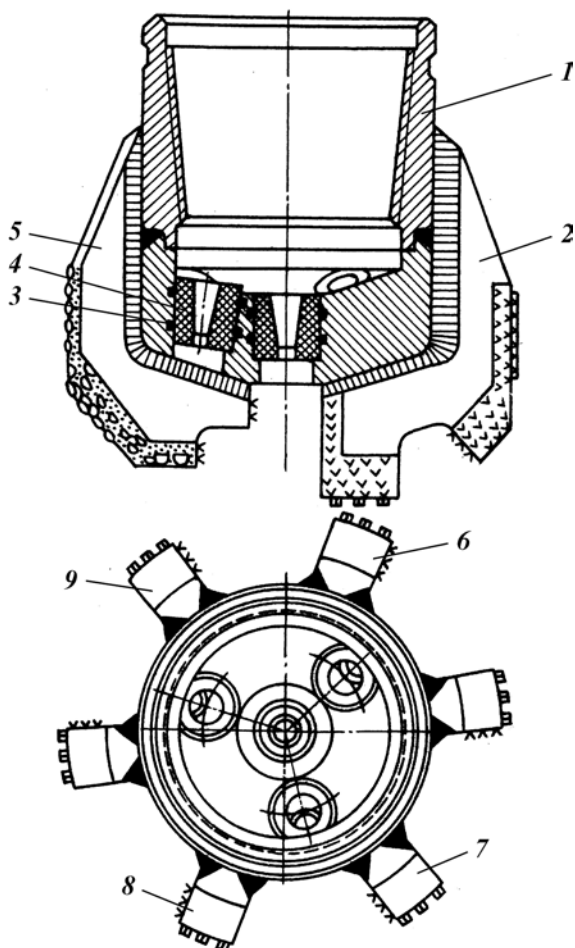


Рис. 4.17. Долото типа ИР

ступени. Конструктивно эти долота друг от друга отличаются расположением рабочих поверхностей, соотношением диаметров нижних и верхних ступеней, а также схемой армирования лопастей твердым сплавом.

Изготавливаются долота из штампованного корпуса, к которому строго радиально привариваются три лопасти. Профиль лопастей прямоугольный, шириной 12 мм, с задним углом 45°. Такой профиль снижает размер опорной поверхности долота по мере износа лопастей.

Аналогичными по принципу разрушения забоя являются долота типа ИСМ. Эти долота имеют шесть лопастей, расположенных радиально, профиль которых имеет грушевидную форму. Поверхности лопастей армированы твердым сплавом славутич и зернистым твердым сплавом.

Долота типа ИСМ показали хорошие результаты при бурении скважин забойными двигателями в породах средней твердости.

5

ГЛАВА

РАБОТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Бурильная колонна представляет спущенную в скважину сборку из бурильных труб, предназначенную для подачи гидравлической и механической энергии к долоту, создания осевой нагрузки на долото, а также для управления траекторией бурящейся скважины.

Являясь совместно с долотом и забойным двигателем буровым инструментом, бурильная колонна выполняет следующие функции: передает вращение от ротора к долоту; воспринимает от забойных двигателей реактивные моменты; подает к забою промывочный агент; подводит гидравлическую мощность к долоту и погружному гидравлическому двигателю; вдавливают долото в горные породы на забое, действуя своей силой тяжести; обеспечивает замену долота и погружного двигателя посредством транспортирования их к забою или на дневную поверхность; позволяет вести аварийные и другие специальные работы в стволе скважины.

Бурильная колонна (рис. 5.1) включает следующие элементы: бурильные трубы; утяжеленные бурильные трубы; ведущую (рабочую) бурильную трубу; переводники; отклонитель; центраторы, протекторы и другую оснастку.

Ведущая труба 2 соединена верхним концом с вертлюгом при помощи переводника ствола вертлюга и верхнего переводника ведущей трубы 1, а нижним концом – с колонной бурильных труб, спущенных в скважину, при помощи нижнего 3 и предохранительного 4 переводников ведущей трубы. Ведущая труба вращается ротором и через бурильную колонну передает вращение долоту при роторном бурении, а при турбинном – не позволяет при замкнутом столе ротора вращаться бурильной колонне в противоположном направлении под действием реактивного момента погружного двигателя.

Бурильные трубы соединены друг с другом при помощи замков, которые состоят из муфты 5 и ниппеля 6, или муфты.

Нижняя часть бурильной колонны составлена из УБТ 10, которые со-

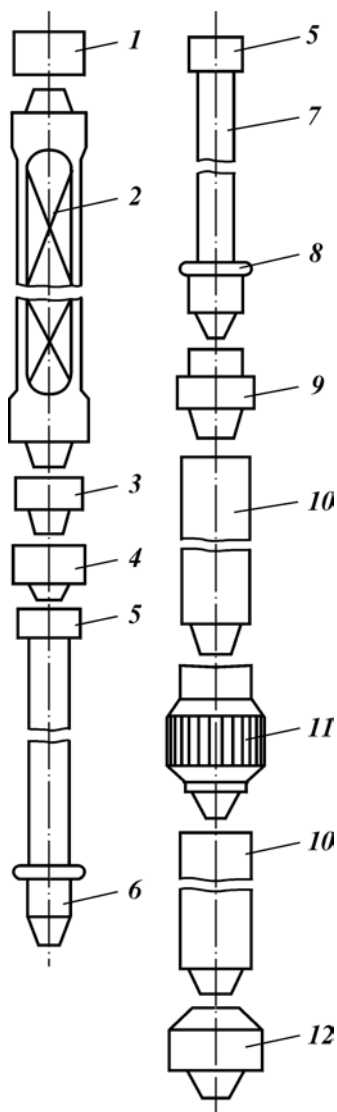


Рис. 5.1. Конструкция бурильной колонны:

1 – верхний переводник ведущей трубы; 2 – ведущая труба; 3 – нижний переводник ведущей трубы; 4 – предохранительный переводник ведущей трубы; 5 – муфта замка; 6 – ниппель замка; 7 – бурильные трубы; 8 – протектор; 9 – переводник переходной на УБТ; 10 – УБТ; 11 – центратор; 12 – наддолотный центратор-калибратор

единены друг с другом при помощи замковых резьб, нарезанных в виде ниппеля с одной стороны и в виде муфты – с другой. Посредством переводника нижний конец УБТ соединяется либо непосредственно с долотом, либо с погружным двигателем.

5.1. ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Все элементы бурильной колонны постоянно находятся под действием различных по характеру сил:

- осевой растягивающей нагрузки от собственного веса и перепада давления на долоте и в забойном двигателе;

- осевой сжимающей нагрузки от собственного веса;

- усилия, создающего изгибающий момент при вращении колонны;

- усилия, создающего крутящийся момент, необходимый для вращения долота в процессе бурения;

- усилия реактивного момента забойного двигателя;

- силы от действия гидравлического давления бурового раствора в осевом и радиальном направлениях;

- сил трения о стенки скважины и обсадной колонны;

- осевых нагрузок, возникающих при затяжках и посадках бурильной колонны;

- инерционных сил при спускоподъемных операциях;

- изгибающих усилий в интервалах искривления ствола скважины;

- изгибающих усилий при морском бурении из-за перемещений бурового судна;

- усилий от продольных, поперечных и крутильных колебаний из-за неуравновешенности вращающейся бурильной колонны, неустойчивости работы забойного двигателя и неоднородности разбуриваемых пород.

Характер действующих на бурильную колонну сил переменный как по длине, так и во времени. Поэтому практически задачи о напряжениях целесообразно решать лишь для предельных, наиболее опасных случаев с целью выработки конкретных рекомендаций об ограничивающих критиче-

ских параметрах процессов, гарантирующих безаварийную длительную работу качественной бурильной колонны.

Особенностью работы бурильной колонны является то, что она подобно длинному тонкому стержню, подверженному воздействию продольных, поперечных сил и крутящего момента, теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия.

Каждая из упомянутых выше сил вследствие значительной длины колонны способна вызвать потерю ее устойчивости. В результате нарушается прямолинейная форма равновесия, и устойчивой становится изогнутая форма равновесия бурильной колонны. Центробежные силы вызывают изгиб колонны в форме плоской волнообразной кривой, а крутящий момент придает бурильной колонне форму пространственной спирали. Так, что ось бурильной колонны принимает форму пространственной спирали – изогнутой кривой переменного шага, значение которого возрастает в направлении от забоя к устью скважины.

Действующие на колонну растягивающие осевые силы увеличивают длину полуволны и шаг спирали. Сжимающие осевые силы, наоборот, уменьшают длину полуволны и шаг спирали. Шаг спирали обычно существенно больше длины полуволны, так как крутящий момент незначительно влияет на форму искривления.

Потеря прямолинейной формы равновесия бурильной колонны может привести к значительным ее деформациям, но в условиях скважины значение деформации ограничено стенками скважины, что позволяет вести бурение при искривленной форме равновесия бурильной колонны.

Промысловые материалы убеждают, что соприкосновение изогнутой бурильной колонны со стенками скважины при вращении происходит, как правило, в местах установки замков. Такая форма изгиба объясняется тем, что жесткость замков в несколько раз больше жесткости бурильных труб, и это в значительной степени предопределяет положение мест перегиба оси изогнутой бурильной колонны. Бурильные замки и трубы, соприкасаясь со стенками скважины или обсадной колонны, истираются. В практике бурения отмечается как равномерный, так и односторонний износ замков и труб по наружной поверхности, что может быть объяснено характером вращения колонны в скважине. При вращении изогнутой колонны вокруг оси скважины происходит преимущественно односторонний износ замков и труб. Изгиб колонны в этом случае может быть следствием осевых сжимающих усилий, центробежных сил или крутящего момента. Равномерный износ поверхности замка или трубы происходит при вращении бурильной колонны вокруг собственной оси. Такое вращение возможно при значительном трении колонны о стенку скважины, когда вращение вокруг оси скважины полностью прекращается, а возможность вращения вокруг собственной оси сохраняется.

Вращение изогнутой под действием центробежных сил бурильной колонны вокруг оси скважины не должно приводить к изменению знака напряжения (рис. 5.2). Полуволна *abc* после поворота колонны на 180° заняла положение *ab's* без изменения знака кривизны, а следовательно, и напряжения. Однако такое представление идеализировано. На самом деле при числах оборотов, близких к критическим, которые зависят от длины колонны и формы равновесия, при вращении колонны будут наблюдаться удары труб о стенки скважины с возможным изменением знака их кривизны. По этой же причине могут возникнуть и дополнительные воздейст-

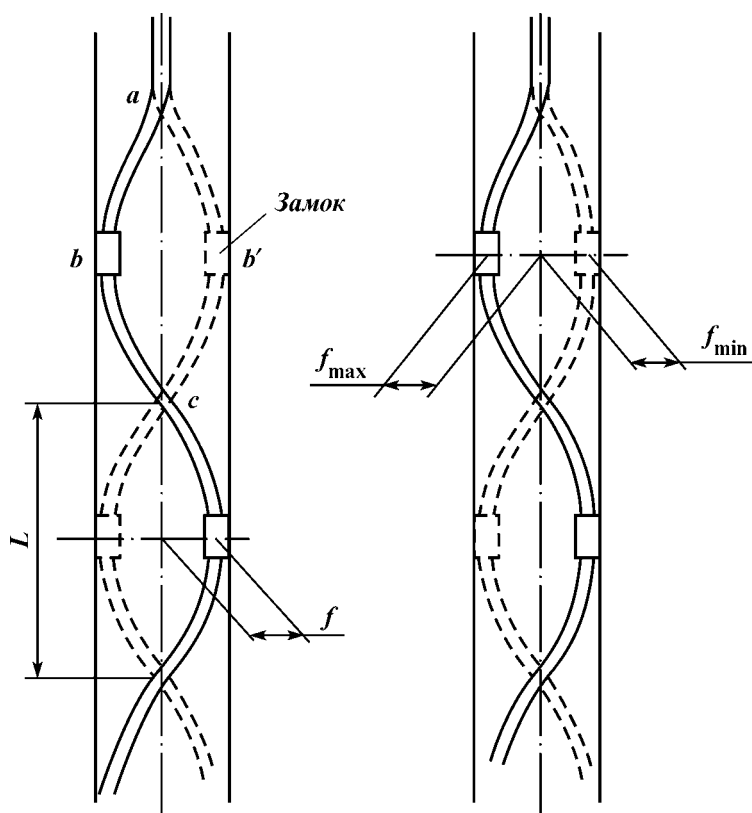


Рис. 5.2. Схема действия на бурильную колонну центробежных сил и крутящего момента

вия на колонну различных импульсов продольных и поперечных колебаний.

Возникновению переменных напряжений в бурильной колонне способствует эксцентричное расположение труб в скважине, так как в этом случае при вращении колонны значение прогиба f полуволны, возникшей под действием центробежных сил, изменяется от $f_{\max}$ до $f_{\min}$ (см. рис. 5.2). При этом варьируют значения изгибающих напряжений за время одного оборота, что сопровождается ударами труб о стенку скважины с возможным изменением знака их кривизны. Аналогичные явления будут происходить, если в колонне имеется кривой элемент или резьбы труб несоосны. При значительном трении труб о стенки скважины может происходить их качение по стенке, сопровождающееся знакопеременным изгибом.

Если бурильная колонна вращается вокруг собственной оси, то имеют место знакопеременные изгибающие напряжения.

Реальная форма изгиба бурильной колонны достаточно сложная и изменяется для различных ее участков в зависимости от скорости вращения, действующих сил, расположения в скважине и т.д. Очевидно, что форма изгиба будет та, которая требует наименьшей затраты энергии.

При определенных условиях, когда частота собственных колебаний бурильной колонны совпадает с частотой колебаний возмущающих сил, зависящих от типа долота, скорости его вращения, осевой нагрузки, пуль-

сации потока бурового промывочного раствора и других факторов, может возникнуть явление резонанса.

Использование в нижней части колонны УБТ разгружает ее от осевых сжимающих сил, однако это не исключает наибольшего изгиба бурильной колонны выше УБТ.

Характер нагрузок на бурильную колонну изменяется по глубине: вблизи устья действуют главным образом постоянные, а в призабойной зоне преобладают переменные нагрузки. Они зависят также от способа бурения: при турбинном бурении вследствие неподвижности бурильной колонны отсутствуют переменные напряжения изгиба, которые обычно являются причиной усталостных поломок труб и замков в роторном бурении, а при роторном бурении с увеличением глубины скважины возрастают потери мощности на холостое вращение и крутящий момент, необходимый для вращения колонны. С ростом длины колонны возрастает ее инерционность. Сопротивление разрушаемой на забое породы долоту может преодолеваться не только крутящим моментом от ротора, но и благодаря кинетической энергии самой бурильной колонны. При внезапной остановке долота кинетическая энергия колонны переходит в потенциальную энергию закрученной пружины, что может вызвать значительное увеличение касательных напряжений, особенно в нижних трубах колонны. Когда же совместным действием ротора и пружины-колонны преодолевается заклинивание долота, то происходит обратный процесс перехода потенциальной энергии в кинетическую, что может вызвать в бурильной колонне колебательные явления. Инерционный эффект вала турбобура в турбинном бурении незначительный, так что бурильная колонна находится в более благоприятных рабочих условиях. Это отражает и статистика бурения скважин: при роторном бурении замки, бурильные трубы и обсадные колонны изнашиваются в значительно большей степени, чем при турбинном.

5.2. УСТОЙЧИВОСТЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Подверженная воздействию различных усилий бурильная колонна в процессе работы теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия. Неустойчивой называется такая форма равновесия, когда при малом отклонении от положения равновесия, система, представленная самой себе, не возвращается в исходное положение силами упругости.

Потеря устойчивости наступает тогда, когда нагрузки, действующие на колонну, достигают критических значений. Для определения критической нагрузки достаточно найти нагрузку, при которой система не возвращается в исходное положение при сколько угодно малом, но конечном отклонении от этого положения.

Если на систему действует нагрузка, превышающая критическую, то возникают значительные деформации и в ряде случаев система переходит из исходной формы равновесия в новую изогнутую форму устойчивого равновесия, соответствующую минимуму потенциальной энергии системы. Если отклонить систему от положения устойчивого равновесия, то для поддержания ее потребуется дополнительная энергия.

Для определения значения критических нагрузок упругих систем,

материал которых следует закону Гука, существует ряд методов, из которых наибольшее распространение получили два: метод интегрирования дифференциальных уравнений нейтрального равновесия и энергетический метод.

При первом методе применительно к бурильной колонне составляют уравнение упругой линии стержня, получившего малое отклонение от положения равновесия, и определяют граничные условия, при которых это отклонение возможно. Интегрированием дифференциального уравнения упругой линии и подчинением общего интеграла граничным условиям вычисляют наименьшую критическую нагрузку.

При втором методе уравнения равновесия составляют не в дифференциальной форме, а в форме вариационных уравнений на основании начала возможных перемещений. Одной из разновидностей этого метода является приближенный метод, разработанный С.И. Тимошенко. Критические нагрузки этим методом определяются сравнением потенциальной энергии изогнутого стержня с работой внешних сил. Если потенциальная энергия изогнутого стержня меньше работы внешних сил, то устойчивой будет изогнутая форма. Так как при равенстве обеих энергий будет безразличное равновесие, то с учетом этого равенства определяют критическую силу.

Чтобы вычислить потенциальную энергию деформированного стержня и определить работу внешних сил, необходимо знать уравнение упругой линии. Поэтому согласно указанному методу следует предварительно выбрать такое уравнение, которое удовлетворяло бы граничным условиям.

Решения энергетическим методом обычно мало отличаются от точных решений, что объясняется незначительным искривлением стержней в рассматриваемых случаях. Если выбранное уравнение упругой линии в точности соответствует уравнению, полученному методом интегрирования, то результаты по двум методам будут одинаковыми.

В общем случае следует рассмотреть устойчивость длинного тонкого весомого стержня, подверженного одновременно воздействию осевых, центробежных, скручивающих и гидравлических сил. Кроме указанных сил, на устойчивость колонны будут влиять силы трения, кривизна скважины, наличие бурильных замков и другие факторы.

Чтобы упростить задачу, А.Е. Сароян рассмотрел устойчивость длинного стержня в вертикальной скважине, находящегося под действием каждой из указанной выше сил, а также в различном их сочетании.

Такой подход к решению задачи устойчивости бурильной колонны позволил рассмотреть разные случаи работы колонны в скважине. Так, например, исследование продольной устойчивости под действием осевых сил позволяет представить работу низа бурильной колонны, создающего нагрузку на долото.

Одновременное воздействие осевых сил и крутящего момента на устойчивость бурильной колонны может в основном характеризовать устойчивость бурильной колонны в турбинном бурении и при работе электробуром. В этом случае в нижней части колонны будут действовать осевые сжимающие силы и крутящий (реактивный) момент забойного двигателя, а в остальной части колонны осевые растягивающие силы и крутящий (реактивный) момент.

Влияние момента на устойчивость колонны будет снижаться с уменьшением его значения, т.е. в направлении от забоя к устью.

При вращении колонны теоретическое рассмотрение задачи устойчи-

вости бурильной колонны при одновременном воздействии центробежных, осевых сил и крутящего момента значительно осложняется. Поэтому для упрощения задачи обычно рассматривается искривление колонны не в пространстве, а в плоскости от действия центробежных и осевых сил. Что касается крутящегося момента, приводящего во вращение колонну и придающего в основном плоскоизогнутой колонне форму пространственной спирали большого шага, то его влиянием пренебрегают. Это допустимо, так как искривление колонны от центробежных и осевых сил имеет большее влияние на работу колонны, чем искривление от крутящего момента.

На устойчивость колонны влияют также гидростатические силы, к которым относятся внутреннее давление в бурильной колонне и внешнее давление, создаваемое столбом промывочной жидкости. Рассмотрение вопросов, связанных с влиянием гидростатических сил и скорости движения промывочной жидкости на устойчивость колонн, позволяет выявить возможные искривления бурильных колонн в процессе спускоподъемных операций, прокачивания промывочной жидкости и др.

УСТОЙЧИВОСТЬ В ОБЩЕМ СЛУЧАЕ НАГРУЖЕНИЯ

Для общего случая нагружения критическая нагрузка от собственного веса с учетом перепада давления и скорости движения бурового раствора

$$P_{кр} = (1,94 - 3,55) \sqrt{EI[(q - q_{ж})g - \Delta_T F_B - \Delta_K F_H]^2 - p_0 F_0 - \gamma_{ж}(F_B v_B^2 + F_K v_K^2)}, \quad (5.1)$$

где E — модуль упругости материала, Па; I — момент инерции сечения, m^4 ; $q, q_{ж}$ — масса соответственно трубы и жидкости в расчете на единицу глубины скважины, $кг/м$; g — ускорение силы тяжести, $м/с^2$; Δ_T, Δ_K — потери давления жидкости на единице длины колонны соответственно в трубах и кольцевом пространстве, $Па/м$; F_H, F_B — площадь трубы соответственно по наружному и внутреннему диаметрам, $м^2$; p_0 — перепад давления в долоте, Па; F_0 — площадь проходного отверстия, $м^2$; v_B, v_K — скорость жидкости соответственно в трубах и кольцевом пространстве, $м/с$; $\gamma_{ж}$ — плотность жидкости; F_K — площадь сечения кольцевого зазора, $м^2$.

Критическая частота вращения колонны для общего случая нагружения

$$n_{кр} = \frac{30m}{l} \sqrt{\left(\frac{m^2 \pi^2 EI}{l^2} \pm P - P_0 \pm 0,5qlg \right) \frac{l}{q_T}},$$

где l — длина колонны, $м$; EI — жесткость сечения трубы, $Н \cdot м^2$; q_T — вес 1 м труб, $Н/м$;

$$P_0 = p_0 F_0 + [(\gamma_{ж} g + \Delta_K) F_H - (\gamma_{ж} g - \Delta_T) F_B] \frac{l}{2} + \gamma_{ж}(F_B v_B^2 + F_K v_K^2);$$

m	1,98	1,99	2,02	2,07	2,22	2,32	2,34
$n_{кр}$	0	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0

Длина (в м) полуволны изогнутой колонны при вращении

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5A + \sqrt{0,25A^2 + \frac{EI\omega^2}{10^2 q}}}, \quad (5.2)$$

где ω – угловая скорость, с^{-1} ;

$$A = z - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{10q} (F_{\text{в}} v_{\text{в}}^2 + F_{\text{к}} v_{\text{к}}^2) - \frac{p_0 F_0}{10q} - \left[\left(\gamma_{\text{ж}} g + \frac{p_{\text{к}}}{l} \right) F_{\text{н}} - \left(\gamma_{\text{ж}} g - \frac{p_{\text{т}}}{l} \right) F_{\text{в}} \right] \frac{l_0 + z}{10q};$$

z – координата того места колонны, где определяется длина полуволны (для растянутой части значение z следует принимать положительным, для сжатой – отрицательным), м; $\gamma_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; $p_{\text{к}}$, $p_{\text{т}}$ – потери давления соответственно в колонне и затрубном пространстве, Па; q – масса 1 м трубы, $\text{кг}/\text{м}$; l_0 – длина сжатой колонны, м.

С ростом скорости движения и давления бурового раствора длина полуволны уменьшается.

Разность в длинах полуволн, определенных по формуле (5.2), увеличивается с приближением к устью скважины.

5.3. НАПРЯЖЕНИЯ И НАГРУЗКИ В ТРУБАХ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

РАСТЯЖЕНИЕ И СЖАТИЕ

Статические напряжения. В вертикальной скважине осевые σ (в $\text{Н}/\text{м}^2$) напряжения в подвешенной в жидкости колонне определяются из выражения

$$\sigma = \frac{g(Q_{\text{т}} + G) \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right) + Q_{\text{б}} g \left(\frac{l_{\text{x}}}{l_{\text{б}}} - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right)}{F}, \quad (5.3)$$

где $Q_{\text{т}}$ – масса УБТ, кг; $Q_{\text{б}}$ – масса бурильных труб в колонне, кг; G – масса долота и забойного двигателя, кг; $\gamma_{\text{ж}}$ – средняя плотность бурового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$; γ – плотность материала труб, $\text{кг}/\text{м}^3$; l_{x} – расстояние от начала бурильной колонны (без УБТ) до рассматриваемого сечения, м; $l_{\text{б}}$ – длина бурильных труб (без УБТ), м; F – площадь сечения труб, м^2 .

Из (5.3) следует, что при $l_{\text{x}}/l_{\text{б}} < \gamma_{\text{ж}}/\gamma$ в нижней части бурильной колонны будет сжатый участок. Наличие УБТ существенно уменьшает сжимающие напряжения в бурильных трубах.

Наибольшие растягивающие напряжения действуют у устья ($l_{\text{x}} = l_{\text{б}}$). С достаточной для практических расчетов точностью наибольшие растягивающие напряжения для колонны в вертикальной скважине определяются из выражений:

для колонны в подвешенном состоянии при отсутствии движения раствора

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{(Q_{\text{б}} + Q_{\text{т}} + G)g(1 - \gamma_{\text{ж}}/\gamma)}{F}; \quad (5.4)$$

для колонны в подвешенном состоянии в процессе движения бурового раствора

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{(Q_{\text{б}} + Q_{\text{т}} + G) \left[1 - \frac{1}{g\gamma} \left(g\gamma_{\text{ж}} + \frac{\Delta_{\text{к}} + \Delta_{\text{т}}}{F} \right) F_{\text{н}} \right] g + p_{\text{н}}(F_{\text{н}} - F_{\text{т}}) + (F_{\text{т}} - F_0)p_0}{F}, \quad (5.5)$$

где Δ_T , Δ_K – потери давления соответственно в трубах и кольцевом пространстве на длине 1 м, Па/м; F_{Π} – площадь проходного канала трубы, м²; p_{Π} – перепад давления на турбобуре, Па; F_T – площадь канала вала турбобура, м²; F_0 – суммарная площадь промысловых отверстий долота, м; p_0 – перепад давления в долоте, Па.

С учетом упрощения выражения (5.5) σ_p (в Па) определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{F} = \frac{k(Q_6 + Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) g + (p_{\Pi} + p_0) F_{\Pi}}{F}, \quad (5.6)$$

где k – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции, принимаемый равным 1,15.

Приближенно величина σ_p (в Па) может быть определена из формулы

$$\sigma_p = 1,15 k_0 (\gamma - \gamma_{ж}) l g, \quad (5.7)$$

где k_0 – коэффициент, учитывающий влияние бурильных замков и высаженных концов труб (для стальных труб $k_0 \approx 1,1$); l – вся длина бурильной колонны.

Если колонна составлена из труб с разными материалами (легкосплавные и стальные), то σ_p (в Па) определяется по формуле

$$\sigma_p = \frac{k(Q_T + Q_6 + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_c}\right) g + k Q_a \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_a}\right) g + (p_{\Pi} + p_0) F_{\Pi}}{F}, \quad (5.8)$$

где γ_c – плотность стали, кг/м³; γ_a – плотность алюминиевого сплава, кг/м³; Q_a – масса труб из алюминиевых сплавов, кг.

Наибольшее сжимающее напряжение в подвешенной колонне будет при отсутствии перепада давления в сечении $l_x = 0$ при условии $(Q_T + G)(1 - \gamma_{ж}/\gamma) < Q_6(\gamma_{ж}/\gamma)$. В процессе бурения часть веса колонны передается на забой, растягивающие напряжения уменьшаются, а сжимающие увеличиваются. Тогда наибольшие сжимающие напряжения (при условии соблюдения указанного выше неравенства)

$$\sigma_c = \frac{a g \left[(Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - Q_6 \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right] - Q_A}{F}, \quad (5.9)$$

где a – коэффициент, учитывающий уменьшение эффекта облегчения веса бурильной колонны в растворе при соприкосновении долота с забоем за счет площади контакта долота ($a < 1$); Q_A – осевая нагрузка на долото, Н.

Наибольшее растягивающее напряжение (в Па) в бурильной колонне в наклонно направленной скважине определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{k(g P_B + P_{\Pi} + P_{\Pi} + P_T) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) + F_{\Pi} (p_{\Pi} + p_0)}{F}, \quad (5.10)$$

где P_B – масса вертикального участка колонны, кг; P_{Π} – усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на прямолинейных на-

клонных участках скважины, Н; P_n – усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на участках увеличения или уменьшения угла наклона скважины, Н; P_T – усилие, создаваемое в колонне утяжеленными бурильными трубами и забойным двигателем на нижнем прямолинейном участке скважины, Н.

$$P_n = \sum_i^m Q_{ni} g (\mu_i \sin \alpha_i + \cos \alpha_i), \quad (5.11)$$

где Q_{ni} – масса i -го наклонного участка бурильной колонны; μ_i – коэффициент трения труб о породу ($\mu = 0,15 \div 0,35$); α – угол наклона скважины на рассматриваемом участке (для вертикального участка $\alpha = 0$); m – число наклонных участков.

$$P_n = \sum_i^n \mu_i \left| \pm 2q_i g R_i (\cos \alpha_{ik} - \cos \alpha_{in}) - q_i g R_i \Delta \alpha_i \sin \alpha_{ik} \pm \right. \\ \left. \pm P_i \Delta \alpha_i + \sum_i q_i g R_i (\sin \alpha_{ik} - \sin \alpha_{in}) \right|, \quad (5.12)$$

где q_i – масса 1 м колонны на рассматриваемом участке, кг/м; R_i – радиус кривизны участка, м;

$$\Delta \alpha_i = |\alpha_{ik} - \alpha_{in}|, \quad (5.13)$$

α_{in} , α_{ik} – углы наклона соответственно в начале и конце участка; P_i – усилие натяжения колонны в конце рассматриваемого участка, Н; n – число искривленных участков.

В формуле (5.12) при уменьшении угла наклона скважины принимают знак плюс, при увеличении – минус. В расчетах учитываются абсолютные значения $\Delta \alpha_i$ и слагаемые выражения (5.12).

$$P_T = g(Q_T + G)(\mu_n \sin \alpha_n - \cos \alpha_n), \quad (5.14)$$

где μ_n , α_n – соответственно коэффициент трения и угол наклона на нижнем прямолинейном участке.

Если на рассматриваемом участке колонна состоит из нескольких секций, то P_n и P_{in} определяют для каждой секции, а затем их суммируют. Силы сопротивления колонны для разных случаев рассмотрены М.М. Александровым.

Если P_n , P_{in} , P_T меньше собственного веса колонны на рассматриваемых участках, то при расчете по формуле (5.10) эта сумма принимается равной весу бурильной колонны.

Динамические напряжения. В процессе торможения бурильной колонны при спускоподъемных операциях возникают инерционные силы, связанные с изменением скорости движения колонны. Наибольшие напряжения σ у устья скважины с учетом динамических напряжений можно оценить по формуле

$$\sigma = \sigma_{ст} + \frac{E \Delta v}{a} \sqrt{1 + \frac{Q_T}{Q_0}}, \quad (5.15)$$

где $\sigma_{ст}$ – статическое напряжение в подвешенной колонне, Па; Δv – ускорение движения колонны, м/с²; a – скорость звука в металле, м/с (для стали

$a = 5000$); Q_T – масса утяжеленных труб, кг; Q_6 – масса колонны бурильных труб, кг. В формуле (5.15) $Q_T < Q_6$.

Если колонна движется со скоростью v и конечным ускорением w , то после ее мгновенной остановки наибольшее напряжение можно оценить по формуле

$$\sigma = \sigma_{ст} + \frac{Ev}{a} + \frac{Ewl}{a^2},$$

где l – длина колонны, м.

КРУЧЕНИЕ

Касательные напряжения в трубах действуют по всей длине бурильной колонны. Неравномерная подача энергии и неравномерное ее поглощение колонной приводит к изменению крутящего момента в процессе вращения, что, в свою очередь, влечет за собой ускорение и замедление вращения и, как следствие, возникновение колебаний колонны. На бурильную колонну передаются как постоянные, так и переменные моменты.

Среднее значение крутящего момента

$$M = 9550 \frac{N_B + N_{и} + N_A}{n}. \quad (5.16)$$

Мощность (в кВт), расходуемая на холостое вращение стальных труб в вертикальной скважине,

$$N_B = 13,5 \cdot 10^{-8} l d^2 n^{1,5} D^{0,5} \gamma_{ж} g, \quad (5.17)$$

где l – длина колонны, м; d – диаметр бурильных труб, м; n – частота вращения колонны, об/мин; D – диаметр скважины, м.

Мощность (в кВт), расходуемая на вращение колонны на изогнутом участке,

$$N_{и} = \frac{2n}{9550R} \sqrt{EIGI_p}, \quad (5.18)$$

где R – радиус искривления, м; EI – жесткость сечения, Н·м²; G – модуль сдвига, Н/м²; I_p – полярный момент инерции, м⁴.

Мощность (в кВт), расходуемая на разрушение породы (формула предложена фирмой «Юз», США),

$$N_A = 5 \cdot 10^{-6} c n D_A^{0,4} Q^{1,3}, \quad (5.19)$$

где c – коэффициент крепости пород (мягкие 7,8; средние 6,9; твердые 5,5); D_A – диаметр долота, мм; Q – осевая нагрузка на долото, кН.

Касательные напряжения (в Н/м²) в колонне

$$\tau = 9550 \frac{N_B + N_{и} + N_A}{W_p}, \quad (5.20)$$

где W_p – полярный момент сопротивления сечения трубы, м³.

Для ведущих труб касательные напряжения определяют в зависимости

от формы сечения труб. Для ведущих труб квадратного сечения наибольшие напряжения (в Па) действуют на наружной поверхности трубы в середине квадрата (формула Г.М. Саркисова и Ю.А. Амен-заде)

$$\tau_{\max} = \frac{0,6M_{\text{кр}}}{\left[1 - 0,7\left(\frac{r}{a}\right)^4\right]a^3}, \quad (5.21)$$

где $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, Н·м; r – радиус канала трубы, м; a – половина стороны квадрата, м.

Динамические нагрузки возникают при заклинивании долота и остановке конца бурильной колонны. Примерное значение динамического напряжения (в Н/м²) можно оценить по формуле

$$\tau = 1,2 \cdot 10^7 \omega d, \quad (5.22)$$

где ω – угловая скорость; d – диаметр трубы.

НАПРЯЖЕНИЯ ИЗГИБА

Изгибающие напряжения в бурильных трубах возникают и в вертикальной, и в наклонно направленной скважинах и связаны с вращением колонны, сжатием колонны усилием, превышающим критическое значение, а также с искривлением ствола скважины и искривлением бурильной колонны при бурении с плавучих средств, связанным с перемещением судна и др.

В зависимости от условий работы бурильная колонна может вращаться вокруг собственной оси или вокруг оси скважины. Характер вращения определяется затрачиваемой при этом энергией.

Изгибающие напряжения в вертикальной скважине рассчитывают из выражений:

переменные напряжения

$$\sigma_a = \pi^2 E I f / 2 L^2 W; \quad (5.23)$$

постоянное напряжение

$$\sigma_m = \pi^2 E I f / L^2 W \text{ или } \sigma_m = 2\sigma_a. \quad (5.24)$$

Изгибающие напряжения при вращении колонны на искривленных участках

$$\sigma_a = E I / R W. \quad (5.25)$$

где R – радиус искривления; W – осевой момент сопротивления опасного сечения. Напряжения σ_a являются знакопеременными.

Если колонна не вращается, то изгибающие напряжения постоянны и рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{и}} = E I / R W. \quad (5.26)$$

Радиус искривления скважины

$$R = \frac{l}{\sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \sin \delta_2 \cos \beta - \cos \delta_1 \cos \delta_2)}}, \quad (5.27)$$

где δ_1 , δ_2 – углы наклона соответственно в начальной и конечной точках

рассматриваемого участка длиной l ; β – разность азимутальных углов в тех же точках.

НАПРЯЖЕНИЕ В ТРУБАХ, ПОДВЕШЕННЫХ В КЛИНОВОМ ЗАХВАТЕ

Осевую нагрузку Q (вес колонны Q_k , кН), при которой напряжения в теле трубы достигнут предела текучести, определяют из выражения

$$Q_k = Qc = \frac{\sigma_t F c 10^3}{1 + \frac{d_{cp}}{4l \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}}, \tag{5.28}$$

где σ_t – предел текучести материала трубы, МПа; F – площадь сечения тела трубы, m^2 ; c – коэффициент, учитывающий неравномерное распределение удельного давления по окружности трубы; d_{cp} – средний диаметр трубы, мм; l – длина соприкосновения клина с трубой, мм.

Коэффициент

$$c = \left(\frac{\beta m}{360} \right)^{\sqrt{3m-1}}, \tag{5.29}$$

где β – угол охвата трубы плашками одного клина, градус; m – количество клиньев.

Таблица 5.1

Предельные нагрузки (в кН) для бурильных труб

Длина клина, мм	Группа прочно- сти стали	Диаметр труб, мм							
		89				114			
		Толщина стенки, мм							
		7	9	11	7	8	9	10	11
300	Д	590	740	880	730	830	930	1020	1120
	К	770	970	1160	960	1090	1220	1340	1470
	Е	850	1070	1280	1060	1200	1340	1480	1610
	Л	1000	1260	1510	1250	1420	1590	1750	1910
	М	1160	1460	1740	1440	1640	1830	2020	2200
400	Д	610	770	910	770	870	970	1070	1170
	К	800	1010	1200	1010	1140	1280	1410	1530
	Е	880	1110	1320	1110	1260	1400	1550	1690
	Л	1040	1310	1560	1310	1480	1660	1830	1990
	М	1200	1510	1800	1510	1710	1910	2110	2300

Продолжение табл. 5.1

Длина клина, мм	Группа прочно- сти стали	Диаметр труб, мм							
		127				140			
		Толщина стенки, мм							
		7	8	9	10	8	9	10	11
300	Д	800	910	1020	1120	990	1110	1220	1340
	К	1060	1200	1340	1480	1300	1460	1610	1760
	Е	1160	1320	1480	1630	1430	1600	1770	1930
	Л	1370	1560	1740	1920	1690	1890	2090	2290
	М	1580	1800	2010	2220	1950	1180	2410	2640
400	Д	850	960	1070	1180	1050	1170	1290	1410
	К	1110	1260	1410	1560	1380	1540	1700	1860
	Е	1220	1390	1550	1710	1510	1690	1870	2040
	Л	1440	1640	1830	2020	1790	2000	2210	2410
	М	1670	1890	2110	2330	2060	2310	2550	2780

Формула (5.28) применима при $c \geq 0,7$ и

$$\frac{\sqrt[4]{3(1-\mu)^2 l}}{\sqrt{sR}} \geq \frac{3}{2} \pi. \quad (5.30)$$

В табл. 5.1 приведены предельные нагрузки для бурильной колонн, подвешенных в клиновом захвате. Расчеты выполнены для $\alpha = 9^\circ 7' 45''$ (уклон 1:6), $\operatorname{tg}(\alpha + \varphi) = 0,4$ и $c = 1$. В зависимости от типа захвата изменяются значения c и l .

6

ГЛАВА

ПРОМЫВКА СКВАЖИН

При бурении скважин важнейшее значение имеют буровые промывочные растворы и технология промывки скважин. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит эффективность буровых работ.

6.1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Различают физические и химические свойства бурового раствора. Физические свойства делятся на термодинамические, теплофизические, коллоидно-реологические, фильтрационные и электрические (рис. 6.1). Термины, характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 6.1.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважины, приведены на рис. 6.2 и табл. 6.2.

Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважины (рис. 6.3) представляет ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем.

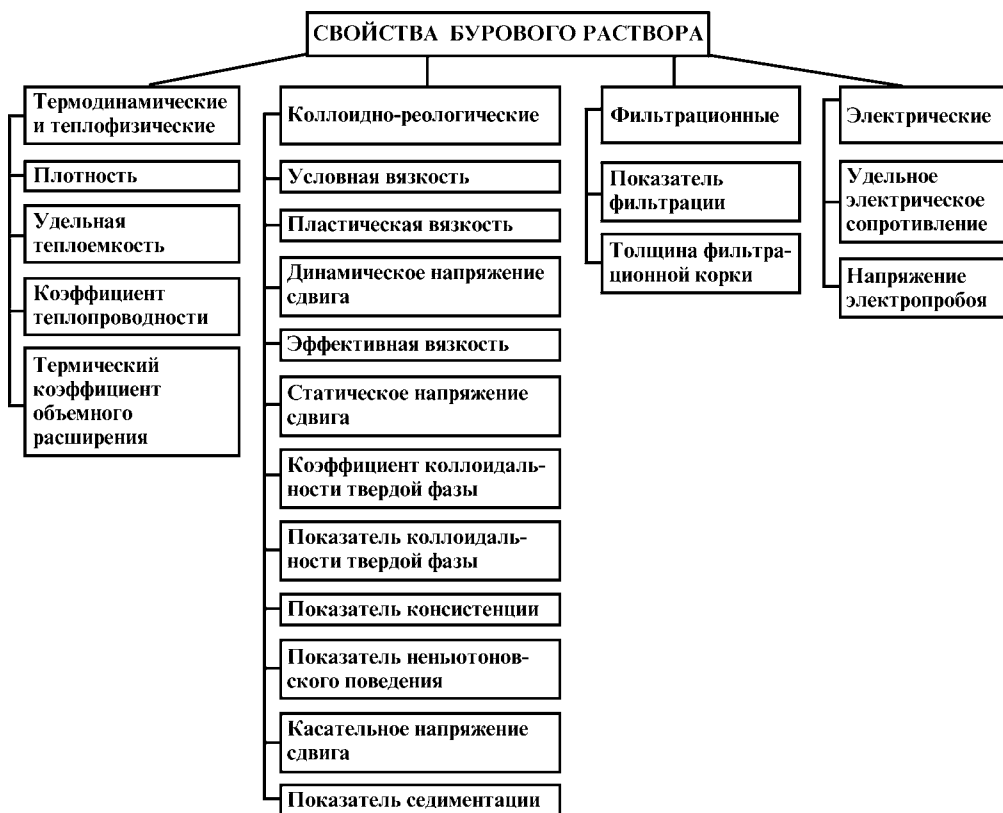


Рис. 6.1. Классификация основных свойств бурового раствора

Таблица 6.1

Термины и определения основных показателей бурового раствора

Термин	Единица физической величины	Определение
Плотность	кг/м ³ (г/см ³)	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость		Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па·с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора

Термин	Единица физической величины	Определение
Эффективная вязкость	Па·с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры
Показатель фильтрации	см ³	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	–	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	–	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	–	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	–	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	–	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	–	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг·°C)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус



Рис. 6.2. Классификационная схема промывки скважины

Термин	Единица физической величины	Определение
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м·°С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения	–	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре

Таблица 6.2

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос – ствол скважины – буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину
Очистка бурового раствора	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении шлама из бурового раствора



Рис. 6.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором

6.2. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений (табл. 6.3).

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых – выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Одной из функций промывки является разрушение забоя скважины. Это требование не считается обязательным, так как основную роль в разрушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении

Таблица 6.3

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать обвалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися элементами долота.

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случае пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в интервалах неустойчивого разреза потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения забойного давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Основными функциями промывки скважин являются очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются осколки породы с забоя потоком бурового раствора, тем эффективнее работает долото.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод.

Обязательное требование к процессу промывки скважин – выполнение функции транспортировки шлама на дневную поверхность. Чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора.

Для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной, – плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с ростом плотности увеличивается давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов, а также способствует гидроразрыву пластов.

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодействие на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов и приводить к осложнениям.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность

осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений — поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Важное технологическое качество бурового раствора — удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При росте реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом увеличиваются энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т.д. В противном случае шлам будет поступать в скважину, засорять ее и ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствует уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорость циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважин.

6.3. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

жидкая основа растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;

концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы — максимальным;

буровые растворы должны быть недиспергирующими под влиянием

изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;

буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их набухание;

буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;

смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору — необходимое, но не достаточное условие для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

6.4. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

ТИПЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций — обеспечение быстрого углубления при устойчивом состоянии ствола скважины и сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

На рис. 6.4 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Применение *технической и морской воды* в качестве бурового раствора связано в этом случае с наличием благоприятных для процесса бурения свойств. В результате использования технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15—20 %, а механическая скорость проходки — на 25—40 %.

Однако вода как буровой раствор имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера, образования устойчи-

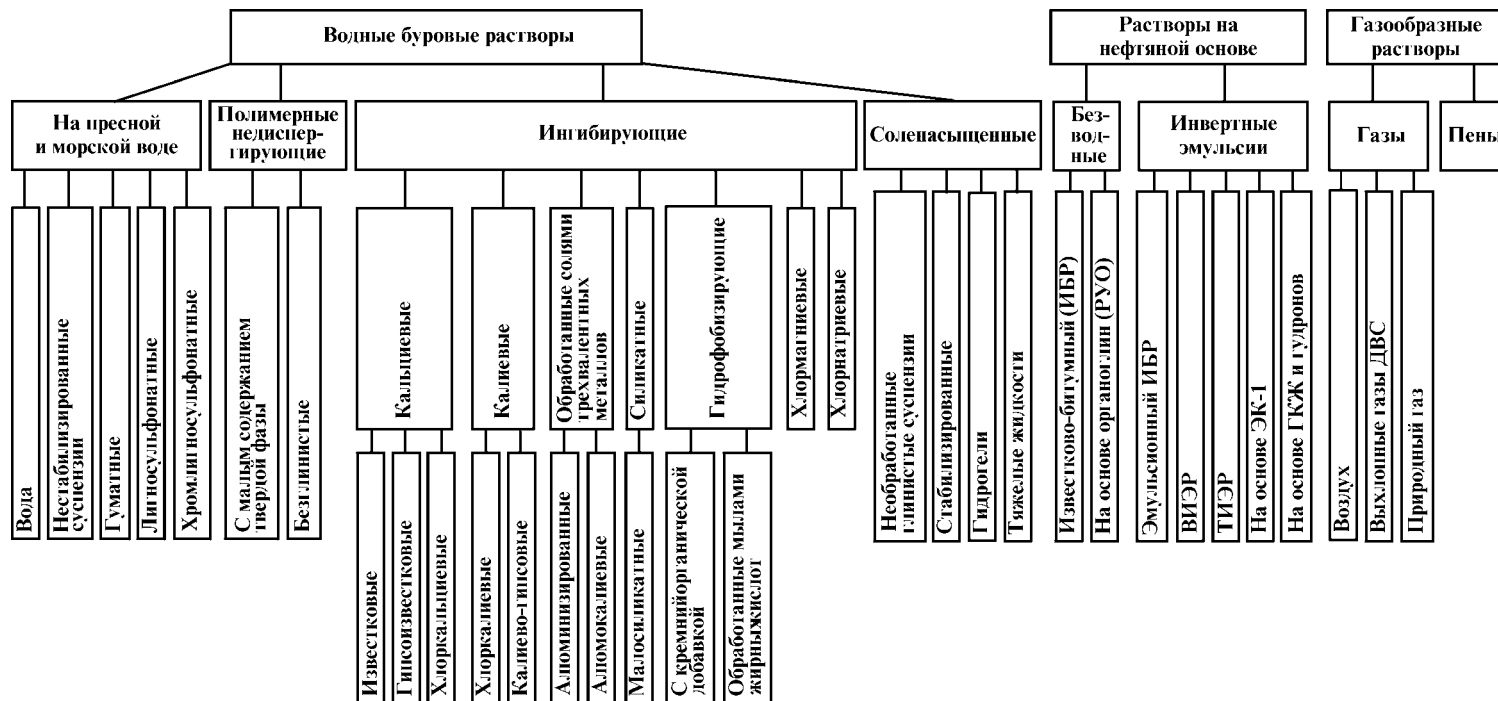


Рис. 6.4. Классификация буровых растворов

вых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

Нестабилизированные глинистые растворы (суспензии) и суспензии из выбуренных пород представляют водные суспензии, образованные в процессе бурения путем «самозамеса» из разбуhrиваемых пород.

Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород применяют в основном при бурении с поверхности в устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбуhrиваемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность $1,05 - 1,24 \text{ г/см}^3$, условная вязкость $25 - 50 \text{ с}$, показатель фильтрации, СНС и pH не регламентируются. В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируются разбавлением водой.

Гуматные растворы. К этому виду относится буровой глинистый раствор, стабилизированный углещелочным реагентом (УЩР). Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующие глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает $120 - 140 \text{ }^\circ\text{C}$. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при температуре $200 \text{ }^\circ\text{C}$, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м^3 гуматного раствора требуется (в кг): глины $50 - 200$, сухого УЩР $30 - 50$, Na_2CO_3 $3 - 5$ (при необходимости), воды $955 - 905$, утяжелитель — до получения раствора необходимой плотности. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность $1,03 - 2,2 \text{ г/см}^3$, условная вязкость $20 - 60 \text{ с}$, $\text{CHC}_1 = 18 \div 60 \text{ дПа}$, $\text{CHC}_{10} = 36 \div 120 \text{ дПа}$, показатель фильтрации $4 - 10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $\text{pH} = 9 \div 10$.

На повторные обработки в процессе бурения требуется $3 - 5 \text{ кг}$ УЩР на 1 м^3 раствора. УЩР совместим с большинством реагентов (полиакрилатами, лигносульфонатами, КМЦ).

Лигносульфонатные растворы — буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (сульфит-спиртовая барда (ССБ)). Используются при разбуhrивании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до $130 \text{ }^\circ\text{C}$.

При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м^3 лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины $80 - 200$, ССБ $30 - 40$, УЩР $10 - 20$, NaOH $5 - 10$, пеногасителя $5 - 10$, воды $940 - 900$, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Указанные пределы компонентного состава обеспечивают получение растворов с показателями: плотность $1,06 - 2,2 \text{ г/см}^3$, условная вязкость

18–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, рН = 8÷10.

Полимерные недиспергирующие буровые растворы — водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбухаемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов — предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизированный полиакриламид — ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 м³ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40–50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4–5, воды 810–850, ПАА 25–50 (0,5%-ного раствора), нефти 100–80, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2 г/см³, условная вязкость 20–60 с, показатель фильтрации 5–8 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 24÷90 дПа, рН = 8÷9. Один из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора — низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которой не должна превышать 1,5–2 %.

Для приготовления 1 м³ безглинистого раствора требуется 975–970 л воды и 25–30 кг ПАА (8%-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЦР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы, и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5%-ный раствор ПАА из расчета 10–20 л/м³.

Ингибирующие растворы. Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит, или полиэлектролит.

Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате:

ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция);

добавки солей поливалентных металлов, переходящих в растворе в гидроокиси;

обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;

использования модифицированных лигносульфонатов;

обработки раствора полимерными соединениями.

В практике бурения скважин при разбуривании глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с $pH = 11 \div 13$. К ним относят растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие.

Все высокощелочные системы ограниченно термостойки, и чем выше коллоидность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

Алюминатные растворы — это буровые глинистые растворы из кальцевой глины, которые содержат ингибирующую добавку — высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные алюминатные растворы используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких (до $100\text{ }^{\circ}\text{C}$) забойных температур. В качестве реагента-стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АЛГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и большими показателями фильтрации.

На приготовление 1 м^3 АЛГР требуется (в кг): глины 500–700, воды 765–540, ССБ (50%-ной концентрации) 30–150, NaAlO_2 (30%-ной концентрации) 5–30.

Получаемый раствор имеет плотность $1,3\text{--}1,5\text{ г/см}^3$.

После приготовления раствор следует выдержать не менее суток. Так как плотность алюминатного раствора доходит до $1,5\text{ г/см}^3$, во многих случаях его можно использовать без утяжелителя. Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

Известковые растворы с высоким pH — это сложные многокомпонентные системы, включающие, кроме глины и воды, четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбуривании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноёмкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов. В отличие от алюминатных известковые растворы ограниченно солестойкости (до 5 % по NaCl). На приготовление 1 м^3 известкового раствора (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 80–120, УЩР 5–10, лигносульфоната 50–30, каустика 5–3, воды 913–915, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками $1\text{--}3\text{ кг/м}^3$ КМЦ (или гипана) или $20\text{--}30\text{ кг/м}^3$ КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах: плотность $1,08-2,2 \text{ г/см}^3$, условная вязкость $18-30 \text{ с}$, показатель фильтрации $4-8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $\text{СНС}_1 = 6\div 24 \text{ дПа}$, $\text{pH} = 11\div 12,5$. Содержание извести в растворе должно составлять $3-5 \text{ г/л}$, содержание ионов кальция в фильтрате раствора — $100-300 \text{ мг/л}$.

Известковые растворы применяют до температуры $100-120 \text{ }^\circ\text{C}$.

Безглинистые солестойкие растворы (БСК) состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпавшихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ — гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. При отсутствии двухвалентных катионов в буровом растворе и разбураиваемых породах происходит только химическое разрушение щелочью глинистых минералов без связывания продуктов разрушения в нерастворимые соединения. При отсутствии каустической соды и наличии только ионов кальция буровой раствор превращается в разновидность кальциевого раствора.

Недостатки этих растворов — низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затвердение раствора.

Для приготовления 1 м^3 БСК требуется (в кг): бурового угля $300-400$, каустической соды $15-20$, известкового молока (плотностью $1,1-1,12 \text{ г/см}^3$) $90-100$, воды $750-700$.

Вязкость БСК зависит от количества введенного бурового угля. Вследствие высокой щелочности раствор термостоек до $100 \text{ }^\circ\text{C}$.

Кальциевые растворы — ингибирующие буровые глинистые растворы, содержащие, кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов — понизителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества — носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

Известковые растворы с низким pH — кальциевые буровые растворы, содержащие в качестве ингибитора — носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением pH раствора ($9-9,5$). Эти растворы предназначены для разбураивания глинистых отложений; температурный предел $160 \text{ }^\circ\text{C}$.

На приготовление 1 м^3 известкового раствора с низким pH требуется (в кг): глины $80-200$, лигносульфонатного реагента $20-30$, пеногасителя 3 , полимерного реагента $5-10$, воды $915-867$, известкового молока (плотностью $1,10-1,12 \text{ г/см}^3$) $3-6$, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: плотность $1,04-2,2 \text{ г/см}^3$, условная вязкость $25-40 \text{ с}$, показатель фильтрации $4-8 \text{ см}^3/\text{мин}$, $\text{СНС}_1 = 12\div 60 \text{ дПа}$, $\text{СНС}_{10} = 30\div 90 \text{ дПа}$, $\text{pH} = 8,5\div 9,5$.

Гипсоизвестковые растворы — ингибирующие кальциевые растворы,

содержащие в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 м³ гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80–200, воды 950–900, оксила (или ФХЛС) 5–10, Са(ОН)₂ (или КОН) – 2–3, КМЦ 3–5, Na₂Cr₂O₇ (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, гипса (или алебастра) 15–20, пеногасителя 3–5, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 3–6 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, рН = 8,5÷9,5.

Хлоркальциевые растворы (ХКР) – ингибирующие кальциевые растворы, содержащие в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция. Оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3–5 г/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуривании аргиллитов.

Термостойкость его ограничена (100 °С).

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25–30 с, СНС₁ = 12÷24 дПа, СНС₁₀ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 80–200, КССБ 5–70, КМЦ (или крахмала) 10–20, СаСl₂ 10–20, Са(ОН)₂ 3–5, NaОН 3–5, воды 920–870, пеногасителя 5–10.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при рН = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, отличающихся составом и некоторыми свойствами.

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпаящихся пород.

Растворы не пригодны при разбуривании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 м³ силикатного раствора требуется (в кг): глины 80–100, воды 935–900, УЩР 30–50, Na₂SiO₃ 20–40, КМЦ (или М-14) 5–10, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,05–2,0 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин; СНС₁ 40 дПа, рН = 8,5÷9,5. Оптимальное значение рН, при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5–9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нафтенowych кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой (водой).

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (ГКЖ-10, ГКЖ-11).

В состав раствора, кроме ГКЖ, входят вода, глина и полимерный реагент — понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, поликридамид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора.

Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются терmostойкими.

Для приготовления 1 м³ глинистого раствора требуется (в кг): глины 30–80, полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3–5, ОП-10 10–7 (при необходимости утяжеления), воды 875–888, смеси СНАН (мыло-нафт, квасцы, нефть в соотношениях 2:0, 6:1) 100–70.

Свойства раствора: плотность 1,06–1,18 г/см³, вязкость 18–20 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷18 дПа, СНС₁₀ = 12÷24 дПа, рН = 8÷9.

Соленасыщенные растворы. Во избежание кавернообразования соли разбураивают с использованием соленасыщенных растворов. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами — понизителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

Необработанный буровой глинистый соленасыщенный раствор. В состав этого раствора входят глина, вода и соль. Для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, а при необходимости получения высокой плотности — утяжелитель. Такой раствор может применяться при температуре до 160 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (саригюхский бентонит, палыгорскит), а затем вводят кальцинированную и каустическую соду.

После приготовления глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости — утяжелитель.

Для приготовления 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 100–200, NaCl 265–255, нефти 80–100, графита 5–10, NaOH 10–20, Na₂CO₃ 10–40, воды 700–710, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, СНС₁ = 12÷36 дПа, СНС₁₀ = 24÷72 дПа, показатель фильтрации не регламентируется, рН = 7÷8.

Стабилизированный соленасыщенный раствор. Помимо глины, воды, соли и нефтепродуктов, такой раствор содержит солестойкий полимерный

реагент (крахмал, КМЦ или акриловый полимер). Он предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений. Термостойкость соленасыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может составлять 100; 140; 220 °С.

На приготовление 1 м³ глинистого раствора в зависимости от типа глины необходимо (в кг): глины 80, 100, 200; Na₂CO₃ 10, 20, 10; полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилат) 20, 30, 20; лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ) 10, 20, 10; NaOH 10, 20, 10; NaCl 260, 240, 250; нефти 80, 100, 80; воды 730, 680, 690; утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 24÷90 дПа, СНС₁₀ = 36÷135 дПа, рН = 7,5÷8,5.

Раствор на основе гидрогеля магния. Раствор состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидрогель магния. Гидрогель магния применяют при разбуривании терригенных пород. Это вещество препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используют для разбуривания соленосных пород – бишофита, карналита.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5–2 % оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или «молока». Через 1–2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30–40 с, а СНС₁ – до 20–30 дПа, в гидрогель добавляют реагент – понизитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, оксил).

В целях экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5–10 % оксида или гидроксида магния.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): MgCl₂ (или MgSO₄) 300–280, NaOH 15–20, Mg(OH)₂ (или MgO) 50–100, КМЦ 20–25, КССБ–4 30–50, воды 850–800.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин и более, СНС₁ = 6÷36 дПа, СНС₁₀ = 12÷42 дПа, рН = 7,5÷8,5.

РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах применяются буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевого солей.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Известково-битумный раствор (ИБР) – раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а

дисперсной фазой – высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200–220 °С).

Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, компонентный состав в каждом конкретном случае уточняют в лаборатории. При этом оптимальное соотношение известки и битума должно варьировать от 1:1 до 2:1.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные б. ВНИИКРнефтью совместно с б. ГАНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4. ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, а также проявлений сероводорода.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2–3 %.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР) – инвертная эмульсия (эмульсия рода II) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180–190 °С).

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР) – разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора – эмультала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли MgCl₂, CaCl₂ или NaCl₂ 450 л, СМАД 30–40 л; эмульгатор (эмультал) 15–20 л; бентонит 10–15 кг, барит – до получения раствора необходимой плотности.

Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15–20%-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м³), при 100–120 °С – 2 % (20 кг на 1 м³), при более высокой температуре (140–150 °С) – 3 % (30 кг на 1 м³).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, для ВИЭР характерны следующие показатели:

Электростабильность, В.....	100
Глиноёмкость, %.....	20
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	0,5
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР) разработан совместно ВНИИБТ и СевкавНИПИнефть. ТИЭР – инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля, катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органических глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии. ТИЭР применяют при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии для ТИЭР, должны находиться в следующих пределах:

Электростабильность, В.....	250–450
Показатель фильтрации при 150 °С, см ³ /30 мин.....	2–3
Наличие воды в фильтрате	Нет

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: пластическая вязкость $\eta_{пл} = 60 \div 90$ мПа·с, СНС₁ = 12÷85 дПа, СНС₁₀ = 24÷110 дПа.

Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина ЭК-1 разработана в б. ВНИИКРнефти. Она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах:

Плотность, г/см ³	1,03–2,1
Условная вязкость, с.....	150–200
СНС _{1/10} , дПа.....	3–24/12–48
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	3–6
Электростабильность, В.....	250–500
Глиноемкость, г/л, не менее.....	225
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Работа с растворами на нефтяной основе проводится в соответствии с действующими Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности. Однако вследствие повышенной пожароопасности растворов на нефтяной основе должны соблюдаться специальные положения и правила.

ГАЗООБРАЗНЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ АГЕНТЫ

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

При бурении скважин и вскрытии продуктивного пласта наибольшее распространение получило использование сжатого воздуха или газа по схеме прямой циркуляции.

При использовании природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке

Таблица 6.4

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды
		Химический тип	Степень минерализации	
Сульфенол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные	Пресные и слабоминерализованные ($\rho = 1,0015 \text{ г/см}^3$, жесткость 0,09 моль/кг)	1:2–1:1
«Прогресс»	0,1	То же	То же	1:2–1:1
ОП-10	0,1	«	«	4:1–1:1
ОП-7	0,1	«	«	4:1–1:1
КАУФЭ-14	0,12	«	«	1:2
«Азолят-А»	0,1	«	«	1:2
«Прогресс»	0,2	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные ($\rho = 1,0015 \div 1,0283 \text{ г/см}^3$, жесткость 0,09–1,43 моль/кг)	1:2
ОП-10	0,2	То же	То же	4:1–1:1
ОП-7	0,2	«	«	4:1–1:1
Сульфенол НП-1	0,42	«	«	1:2
«Прогресс»	1–1,2	«	Рассолы ($\rho = 1,19 \text{ г/см}^3$)	1:2

Примечание. Рабочая температура 20–50 °С.

располагают редукционный клапан, регулирующий расход. Далее на линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигают с помощью факела на конце выкидной линии (длиной не менее 80–100 м). Если газ используют вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом.

Рекомендованные для бурения с использованием газообразных агентов ПАВ приведены в табл. 6.4.

Пена представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3–0,8 гидростатического.

Для получения устойчивой пены состав (в г/л) пенообразующего раствора должен быть следующим:

Пенообразующее ПАВ (в зависимости от молекулярной массы)	0,5–5
Полимер – стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС)	0,2–0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl)	0,1–0,5
Вода	Остальное

В состав менее устойчивых пен вводят 0,5–10 г/л пенообразующего ПАВ, остальное вода.

Всесторонне пенную систему можно охарактеризовать следующими основными свойствами:

пенообразующей способностью (вспениваемостью) – объемом пены (в мл), или высотой ее столба (в мм), который образуется из постоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение данного времени;

кратностью пены β – отношением объема пены $V_{\text{п}}$ к объему раствора $V_{\text{ж}}$, который требуется для ее образования, т.е. $\beta = V_{\text{п}}/V_{\text{ж}}$;

стабильностью (устойчивостью) пены – временем существования определенного объема пены;

дисперсностью – средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам;

механическими свойствами – относительной плотностью, зависящей от соотношения жидкой и газовой фаз, которая может колебаться от 0,5р (где р – плотность жидкости) до 0, и прочностью структуры (СНС).

Наиболее распространен в промышленности диспергационный способ получения пен, при котором пена образуется в результате интенсивного совместного диспергирования пенообразующего раствора и воздуха.

Технологически это осуществляется действием движущихся устройств (перемешивающих мешалок) на жидкость в атмосфере газа, эжектированием воздуха движущейся струей раствора, пропусканием струи газа через слой жидкости (в барботажных или аэрационных установках).

ТЯЖЕЛЫЕ ЖИДКОСТИ

Тяжелые жидкости – растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию.

Основное назначение тяжелых жидкостей – вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое, с целью предотвращения коьматации продуктивного пласта. При этом (по зарубежным данным) в 2–5 раз увеличивается его нефтеотдача.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов приведены ниже.

Соль.....	NaCl	CaCl ₂	CaBr ₂
Плотность сухого вещества, г/см ³	2,16	2,51	3,35
Свойства раствора при температуре 20 °С:			
плотность, г/см ³	1,2	1,4	1,82
содержание соли, %.....	26,4	39,86	58,84

Основные показатели свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением – плотность (в зависимости от пластового давления) и показатель фильтрации (9–15 см³/30 мин).

6.5. ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА

Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невосмущенного состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов. Основное внимание должно быть уделено глинистым отложениям, так как на их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород, и они составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 6.5) включает емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими перемешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащенный загрузочной воронкой 5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость 1 заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируется шиберной заслонкой 8, а значение вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчетным. Если раствор готовят впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие емкости циркуляционной системы (ЦС) либо в специальные запасные емкости.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Основные недостатки описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смещения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м³/ч.

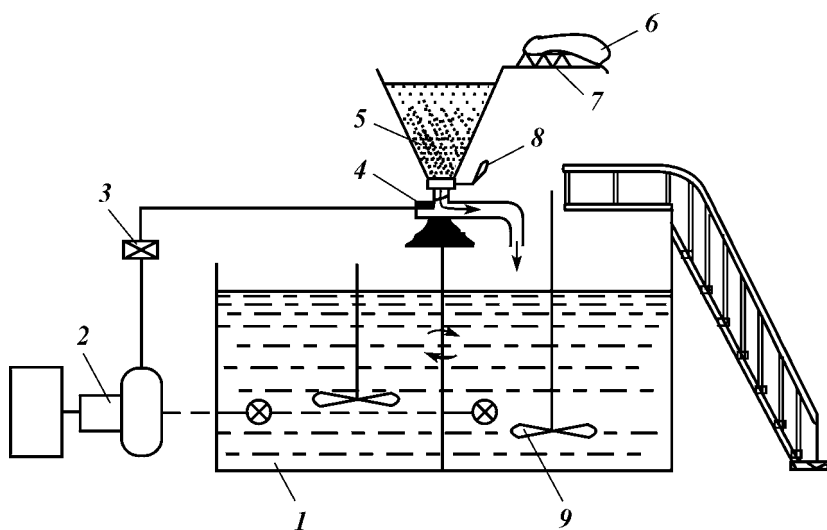


Рис. 6.5. Простейшая схема приготовления бурового раствора

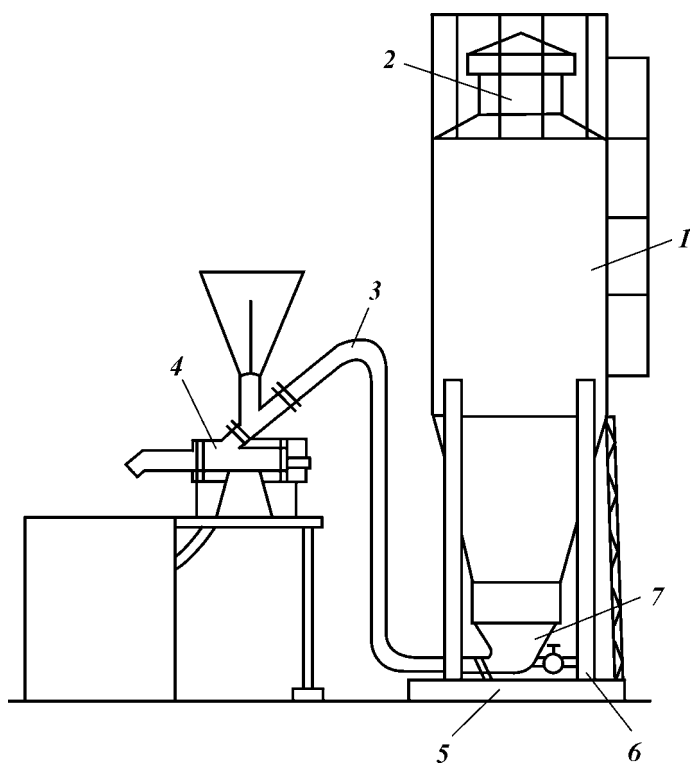


Рис. 6.6. Схема блока приготовления раствора

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора,

емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР-70 (Хадыженский машзавод). Он представляет собой (рис. 6.6) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резиноканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера.

К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крыше бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба.

При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия БПР состоит в следующем (рис. 6.7). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубок закрыт пробкой.

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.

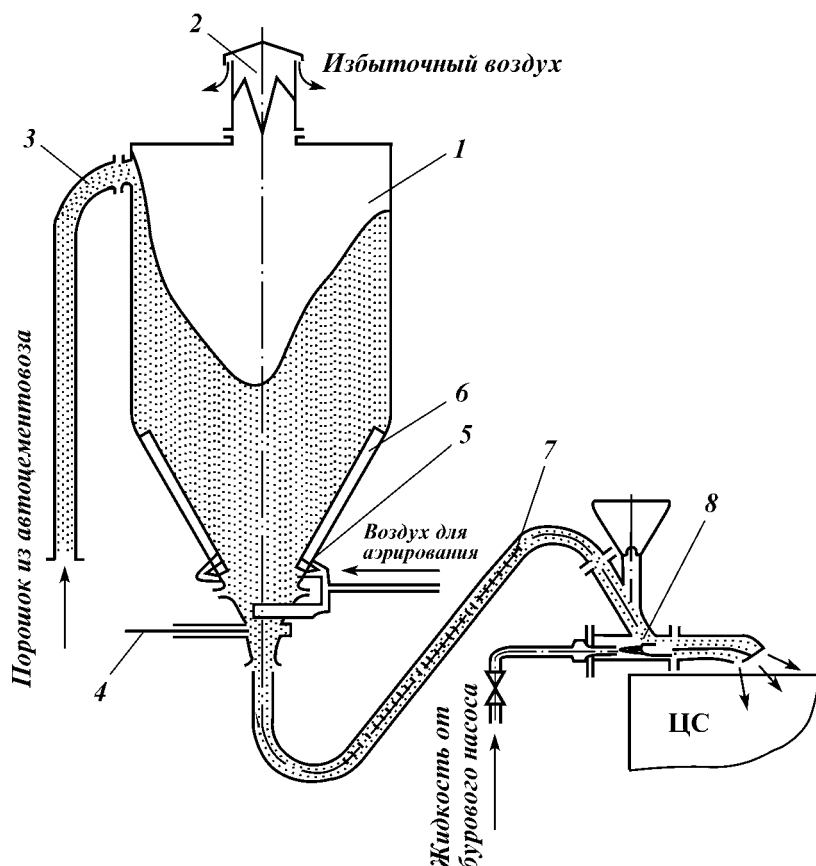


Рис. 6.7. Схема работы блока:

1 – силос; 2 – фильтр; 3 – загрузочная труба; 4 – разгрузочное устройство; 5 – система аэрирования; 6 – аэродорожка; 7 – подводящий шланг; 8 – гидросмеситель

Для осуществления такого технологического процесса описанное выше оборудование объединяют в единую систему (рис. 6.8).

Приготавливают новую порцию раствора в последней емкости ЦС, на которой устанавливают гидроэжекторные смесители с воронками и гидравлический диспергатор. Буровые насосы объединяют с блоками приготовления раствора таким образом, чтобы они могли подавать раствор в диспергатор по линии высокого давления, а в гидроэжекторные смесители – по линии низкого давления. Схема движения жидкости может быть следующей:

а) емкость ЦС – буровой насос – линия высокого давления через задвижку 6 – гидравлический диспергатор – емкость ЦС;

б) емкость ЦС – буровой насос – линия высокого давления через задвижку 6 – диспергатор – гидроэжекторный смеситель – емкость ЦС;

в) емкость ЦС – буровой насос – линия низкого давления через задвижку 11 – гидроэжекторный смеситель – емкость ЦС;

г) емкость ЦС – буровой насос – линия низкого давления через задвижку 11 – емкость ЦС.

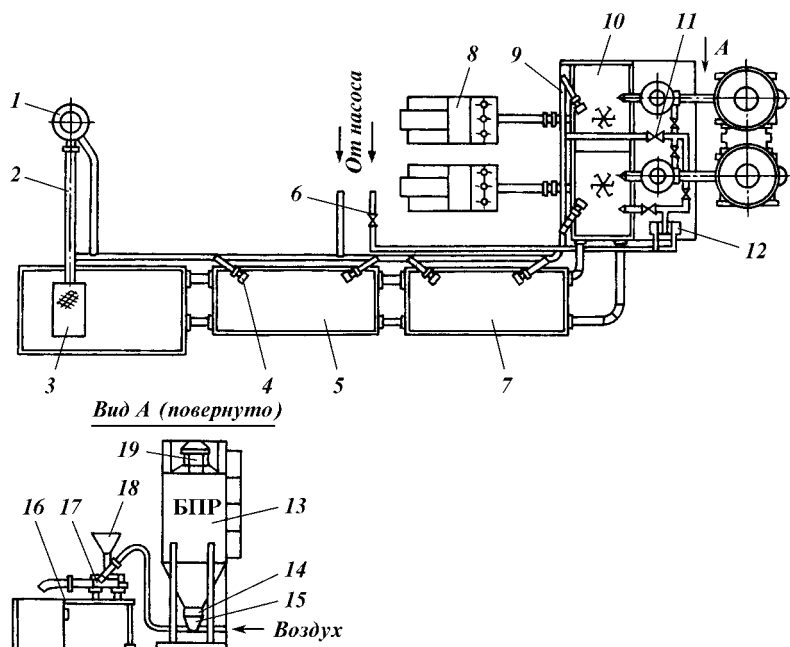


Рис. 6.8. Современная технологическая схема приготовления бурового раствора:

1 – приемная воронка; 2 – растворопровод; 3 – блок очистки; 4, 10 – перемешивающие устройства, соответственно гидравлические и механические; 5 – промежуточная емкость; 6, 11 – задвижки высокого и низкого давления соответственно; 7 – емкость с поперечным желобом; 8 – буровые насосы; 9 – приемная емкость; 12 – гидравлический диспергатор; 13 – бункер блока приготовления раствора; 14 – азирующее шиберное устройство; 15 – разгрузочное пневматическое устройство; 16 – площадка; 17 – гидросмеситель; 18 – воронка; 19 – фильтр

Первый этап приготовления бурового раствора – это расчет компонентного состава. Для водоглинистого раствора обычно используют два-три компонента: глиноporошок и воду; глиноporошок, воду и порошкообразный барит. Количество глиноporошка для получения неутяжеленной водоглинистой суспензии выбирают в соответствии с табл. 6.5, количество глиноporошка и порошкообразного барита (в кг) для получения 1 м³ утяжеленной суспензии – в соответствии с табл. 6.6.

Второй этап – приготовление водоглинистой суспензии. В емкость ЦС заливают воду в количестве, примерно равном половине объема приготовляемой порции раствора.

На гидроэжекторном смесителе устанавливают штуцер в соответствии с подачи насосов:

Подача насосов, л/с	35	15–35	15
Диаметр штуцера в эжекторном смесителе, мм	40	25	20

Воздух для аэрации порошка в бункере БПР подают в течение 5–7 мин при давлении воздуха 0,02–0,03 МПа.

Буровой насос включают по схеме емкость – гидравлический диспергатор – гидроэжекторный смеситель – емкость. При этом значение давления на выкиде насоса должно составлять 13–15 МПа, а вакуума в камере эжекторного гидросмесителя – не менее 0,02 МПа.

После предварительной аэрации открывают воздушный вентиль и подают воздух в гофрированный рукав БПР. Таким способом регулируют зна-

Таблица 6.5

Выход бурового раствора из глинопорошка

Технологические показатели	Тип глинопорошка			
	Вайомингский бентонит	Саригюхский бентонит, сорт		Черкасский бентонит второго сорта
		первый	второй	
Массовая доля, %:				
глинопорошка	5,3	5,0	5,8	6,2
воды	94,7	95,0	94,2	93,8
Выход раствора, м ³ /т	20,0	20,2	16,3	16,4
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,030	1,036	1,038	1,038
условная вязкость, с	28–35	21–25	19–23	23–32
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,4	0,4–0,9	0,3–1,0	2,8–3,5*
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	15–24	7–9	3–11	6–9
Массовая доля, %:				
глинопорошка	12,0	15,2	17,7	25,4
воды	88,0	84,8	82,3	74,6
Выход раствора, м ³ /т	8,3	6,3	5,7	4,0
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,075	1,080	1,110	1,260
условная вязкость, с	22–27	18–26	22–38	24–28
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,7	0,5–1,2	0,4–1,2	5,0–6,0
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	8–12	5–9	8–16	7–9
* Глина модифицирована кальцинированной содой.				

чение вакуума в камере гидроэжекторного смесителя в пределах 0,008–0,012 МПа.

Затем открывают запорную заслонку разгрузочного отверстия бункера, и вводят в циркулирующую воду через эжекторный гидросмеситель расчетное количество глинопорошка, после чего запорную заслонку закры-

Таблица 6.6

Зависимость плотности бурового раствора от количества глины и барита

Тип глинопорошка	Плотность суспензии, г/см ³					
	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Вайомингский	49,6	45,5	39	34	30	27,2
	93,3	229	501	772	1040	1310
Саригюхский, сорт: первый	47,1	43,2	37	32,4	28,8	25,9
	94,7	231	503	773	1043	1310
второй	54,7	50,2	43	37,6	33,4	30,1
	88	225	497	769	1040	1310
четвертый	117,3	107,5	92	80,6	71,7	64,5
	36	177	453	733	1010	1280
Черкасский, второй сорт	58,5	53,7	46	40,3	35,8	32,2
	85	223	495	765	1035	1307
Куганакский	—	164	140	123	110	98
	—	133	417	700	976	1250
Нефтебадский	—	246	211	184	164	148
	—	63	360	653	933	1210
Примечание. В числителе количество глины, в знаменателе – барита.						

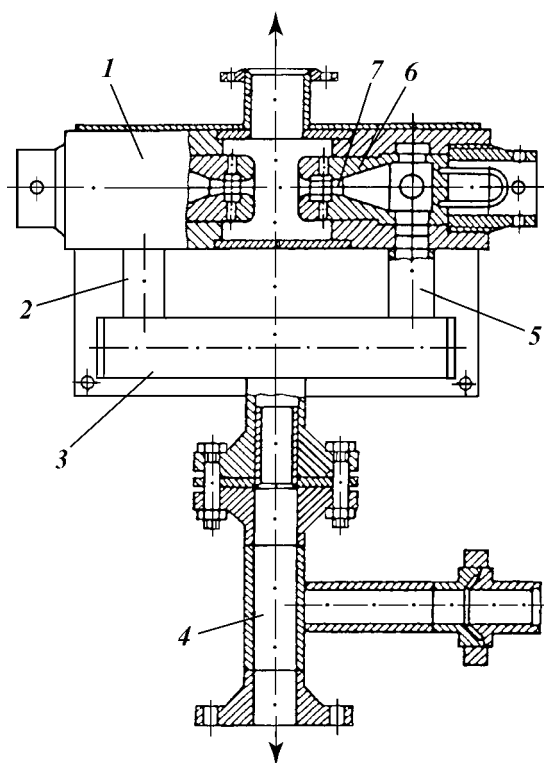


Рис. 6.9. Гидравлический диспергатор типа «струя в струю» ДГ-2:

1 – корпус; 2, 5 – патрубки; 3 – коллектор; 4 – входной патрубок; 6 – сопло; 7 – насадка

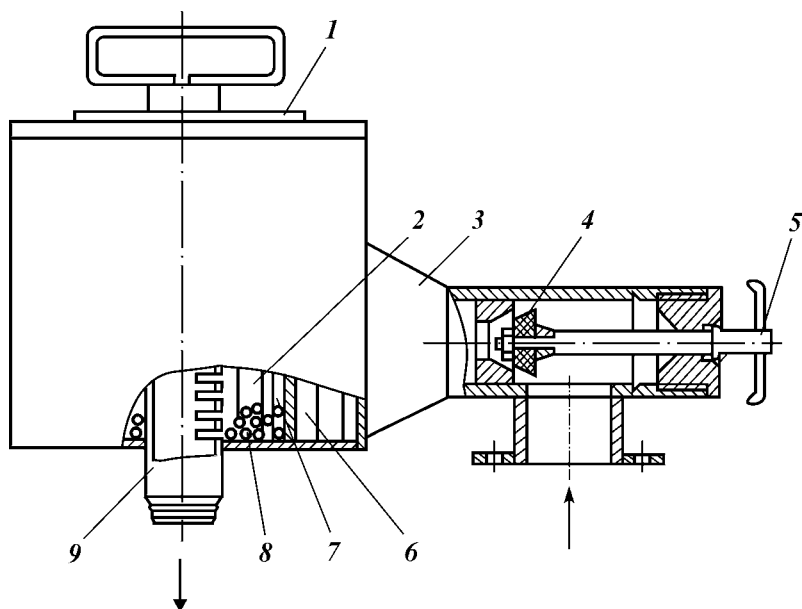


Рис. 6.10. Диспергатор циклонный шаровой ДШ-100:

1 – крышка; 2 – внутренняя камера; 3 – патрубок; 4 – клапан; 5 – запорное устройство; 6 – наружная камера; 7 – щелевидное сопло; 8 – мелющие тела; 9 – фильтр

вают, прекращают доступ воздуха в камеру гидроэжектора и диспергируют водоглинистую суспензию в течение пяти – восьми циклов круговой циркуляции через диспергатор. Приготовленную водоглинистую су-

пензию разбавляют водой до расчетного объема и тщательно перемешивают.

При необходимости приготовления утяжеленного раствора выполняют третий этап – утяжеление приготовленной водоглинистой суспензии. Все элементы операций с порошкообразным баритом аналогичны описанным выше. Процесс утяжеления заканчивается перемешиванием раствора после введения в него расчетного количества барита. Интенсивность утяжеления водоглинистой суспензии регулируют значением вакуума в камере эжекторного гидросмесителя с помощью воздушного вентиля.

В некоторых районах нашей страны для приготовления буровых растворов еще применяют установки УПР-Р-2, гидравлические мешалки ГДМ-1 конструкции Я.П. Герасимова, лопастные глиномешалки ГМ-4.

Дальнейшее совершенствование приготовления эмульсионных и суспензионных систем идет по пути интенсификации взаимодействия компонентов. Для этой цели в последние годы разработаны и начали успешно применяться диспергаторы ДГ-2 и ДШ-100.

Диспергатор ДГ-2 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и других жидкостей специального назначения при их приготовлении, а также обеспечивает сокращение расхода материалов и ускорение приготовления и утяжеления буровых растворов (рис. 6.9).

Техническая характеристика: принцип измельчения компонентов раствора – гидравлический, «струя в струю»; рабочее давление на входе в диспергатор 10–14 МПа; пропускная способность 40–100 м³/ч; габариты 1190×750×280 мм; масса 190 кг.

Для тех же целей предназначен и диспергатор ДШ-100 (рис. 6.10). В отличие от ДГ-2 ДШ-100 используется при работе с насосами низкого давления.

Техническая характеристика: принцип измельчения компонентов раствора – гидромеханический; рабочее давление на входе в диспергатор 0,3–0,4 МПа; пропускная способность 80–100 м³/ч; габариты 600×250×400 мм; масса 50 кг.

Преимущества ДШ-100 состоят в следующем: низкая энергоемкость процесса диспергирования, безопасность работ, сокращение расхода материалов, простота обслуживания и эксплуатации.

ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросита) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

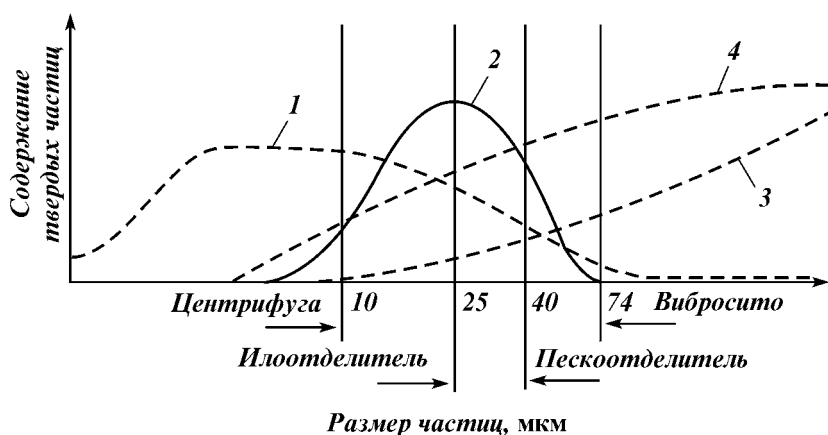


Рис. 6.11. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама:
 1, 2 – дисперсный состав соответственно глинопорошка и барита; 3, 4 – дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 6.11). Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита – от 5–10 до 75 мкм, шлама – от 10 мкм до 25 мм. В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы «Свако», двухъярусное вибросито фирмы «Бароид» и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером более 450 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70–80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм – илоотделителей. С помощью этих аппаратов удастся очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов – высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими

аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм. Частицы шлама размером от 5–10 до 75–90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более глубокодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

Вибросита

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 6.12): основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибрирующая рама 5 с сеткой 4, вибратор 3, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

Оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2:1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наибольшая пропускная способность вибросита в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшая – когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама пропускная способность вибросита может существенно изменяться. Эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В настоящее время в отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0,7×2,3; 1×2,3; 1×5; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4 мм.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в дви-

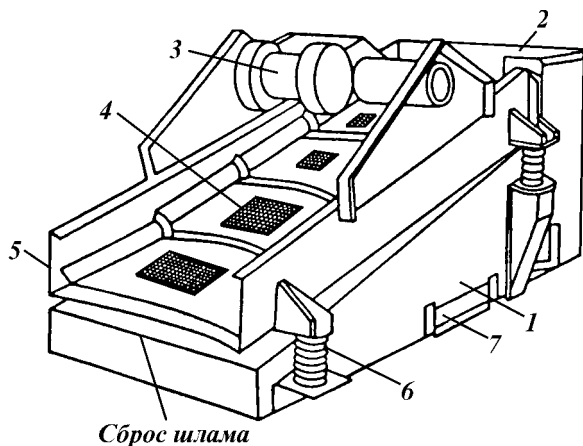


Рис. 6.12. Вибросито

жение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм.

Все сетки для очистки бурового раствора изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки – важный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Обычно поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. Развиваемое при этом суммарное натяжение достигает 50 кН на каждую сетку. Сухие сетки изнашиваются быстрее влажных. Ускоряют износ сеток слишком жесткие опоры. Большое внимание уделяется даже схеме натяжения сетки.

Важную роль играет чистота сеток.

На вибросита приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание. Для утяжеленных буровых растворов это единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются однорусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также однорусные двухсеточные вибросита ВС-1, СВ-2В.

Гидроциклонные шламоотделители

В бурении гидроциклоны используют для отделения грубодисперсного шлама от бурового раствора. В качестве шламоотделителей гидроциклоны часто могут конкурировать даже с виброситами. Так, при удалении частиц шлама размером менее 0,5 мм экономическая эффективность гидроциклонов и вибросит одинакова, если обрабатывается неутяжеленный буровой раствор. С уменьшением размера частиц шлама эффективность гидроциклонов повышается, а преимущества их при удалении шлама с размером частиц менее 74 мкм становятся бесспорными. Гидроциклонные шламоотделители, как правило, неприменимы для очистки утяжеленного бурового раствора вследствие больших потерь утяжелителя со шламом.

Гидроциклон представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом (рис. 6.13). Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Обладая большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к

песковой насадке в соответствии с законом Стокса. Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредоточиваются в спиралевидном потоке, движущемся снизу вверх. Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители – это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Пропускная способность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

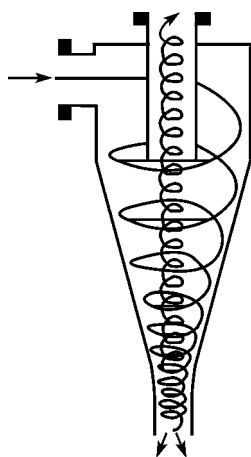


Рис. 6.13. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

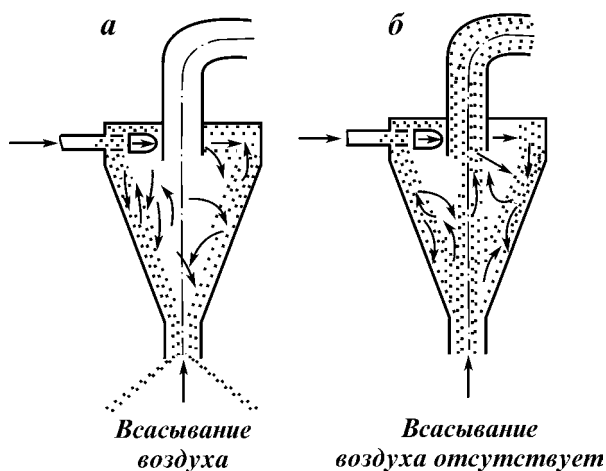


Рис. 6.14. Схема работы гидроциклона

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90: число обозначает пропускную способность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос.

Эффективность разделения суспензии с помощью гидроциклонов повышется с увеличением давления на входе. Однако опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей — 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4–0,5 МПа.

Основным методом регулирования работы гидроциклонов в условиях бурения скважин является изменение размеров отверстия для сбрасывания песков или илов. При высоких скоростях бурения это отверстие должно быть достаточно большим. Но если оно окажется больше, чем необходимо для удаления из раствора выбуренной породы, то эффективность работы циклона снизится, а потери раствора со шламом возрастут.

Уравновешенный гидроциклон имеет наилучшие характеристики только в том случае, когда слив песков идет в виде зонтика (рис. 6.14, а), а не в виде шнура (рис. 6.14, б). Следует помнить, что у современных гидроциклонов нижнее отверстие является каналом разгрузки, а не штуцером. При правильной работе циклона допускаются потери раствора со шламом от 1 до 5 %. Стремление получить с помощью гидроциклонов почти сухой шлам приводит также к ухудшению разделения суспензии; тонкодисперсные, необходимые для раствора частицы глины не могут попасть в восходящий вихрь и уносятся песками в отвал.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклонов является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на 0,30–0,42 г/см³ выше плотности очищенного раствора.

В связи с высокой эффективной вязкостью растворов на углеводородной основе (РУО) эффективность работы гидроциклонных аппаратов снижается. Для этих растворов в качестве пескоотделителей используются илоотделители. Плотность сгущенного продукта при очистке неутяжеленных буровых растворов на углеводородной основе при одном и том же количестве удаляемого песка будет меньше, чем при очистке раствора на водной основе. Например, сгущенный продукт, содержащий 25 % твердой фазы, при плотности раствора 1,14 г/см³ имеет плотность 1,48 г/см³, в то время как в РУО плотностью 1,02 г/см³ сгущенный продукт имеет плотность 1,39 г/см³.

Обычные илоотделители не применяют для очистки утяжеленных буровых растворов, так как, удаляя частицы шлама размером 25 мкм, они также удаляют из раствора практически весь барит с частицами раз-

мером более 16 мкм и часть барита с частицами меньшего размера. При очистке илоотделителем тяжелых растворов 95 % шлама будут составлять крупные частицы и одновременно будет теряться до 50 % барита.

В последние годы для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 6.15), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя 1, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой 2. Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью вибросита, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжеленный через песковые насадки попадает на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал, а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в циркуляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах мелкоячеистые вибрирующие сетки и таким образом значительно улучшить очистку утяжеленных буровых растворов.

В б. ВНИИКРнефти разработана технология очистки буровых растворов по трехступенчатой системе, которая успешно внедрена в ряде районов страны. Эта технология предусматривает очистку: грубую — на вибросите, тонкую — на песко- и илоотделителях. В результате из бурового раствора удаляется не менее 60 % выбуренной породы, в том числе частицы размером до 30 мкм.

Технология трехступенчатой очистки предполагает обработку раствора плотностью не более $1,25 \text{ г/см}^3$, условной вязкостью не более 45 с. На первой ступени очистки используются вибрационные сита СВ-2, СВ-2Б,

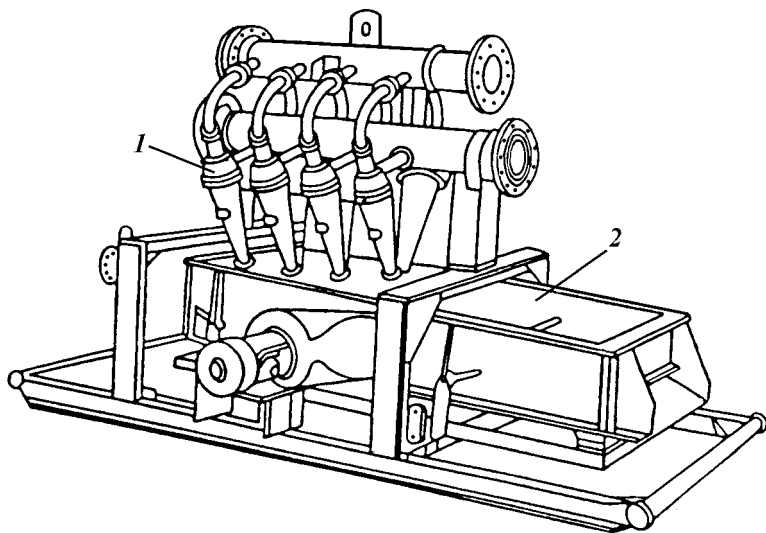


Рис. 6.15. Гидроциклонный сепаратор

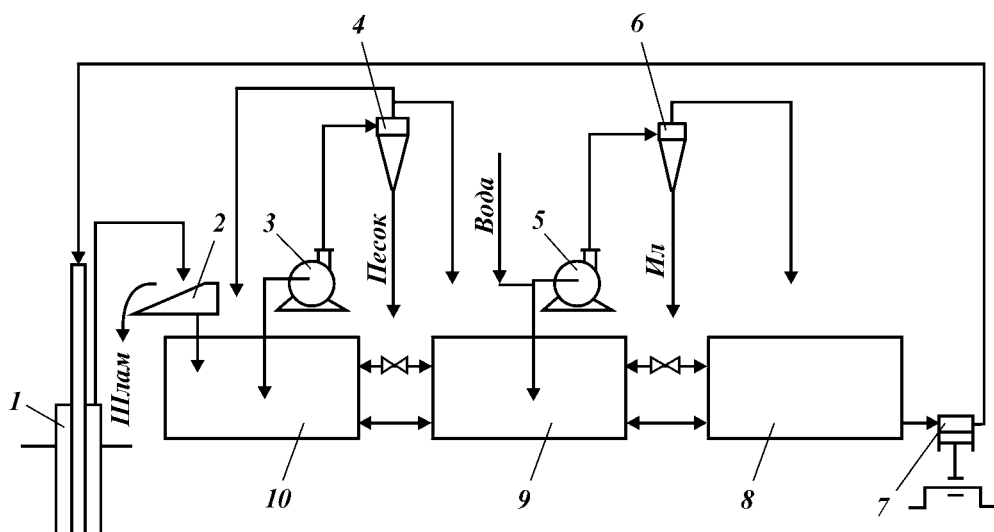


Рис. 6.16. Схема трехступенчатой очистки неутяжеленного бурового раствора

СВ-2В, ВС-1, на второй — пескоотделители 1ПГК, ПГ-50, ПГ-90, на третьей — илоотделители ИГ-45.

Технология очистки неутяжеленного бурового раствора по трехступенчатой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку — пескоотделение и илоотделение — на гидроциклонных шламоотделителях (рис. 6.16). Буровой раствор со шламом после выхода из скважины 1 подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите 2 и собирается в емкости 10. Центробежным насосом 3 раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя 4, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость 9, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости 9 центробежным насосом 5 раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя 6. После отделения частиц ила очищенный раствор направляется в приемную емкость 8 бурового насоса 7, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

Особенностью технологии является, во-первых, использование 25—35 % очищенного от песка раствора для разбавления раствора, поступающего в пескоотделитель; во-вторых, для повышения эффективности работы илоотделителя подача в него (минуя пескоотделитель) до 10 % бурового раствора; в-третьих, разбавление (при необходимости) раствора, поступающего в илоотделитель, водой до минимальной вязкости, регламентированной геолого-техническим нарядом.

Для эффективной очистки бурового раствора от тонкодисперсных частиц выбуренной породы необходимо подобрать оптимальные параметры работы вибросита (подачу раствора, число сеток, размер ячеек сетки), гидроциклонных шламоотделителей (подачу раствора, давление на входе) и поддерживать минимально возможными вязкость и плотность бурового раствора.

ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом). Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно. Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флоккуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового раствора при перепаде давления между ними и атмосферой, оказываются вовлеченными в буровой раствор и для их удаления требуется дополнительная энергия.

Полнота дегазации бурового раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения.

В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал.

Растворы, газированные сероводородом, создают особенные трудности при дегазации:

система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опасный яд;

сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Жидкие и растворимые газы удалить из раствора трудно, так как

газ входит в межмолекулярную структуру нефтяной фазы бурового раствора. Легкие углеводороды ($C_1 - C_5$) можно извлечь с помощью вакуумного дегазатора, а тяжелые почти невозможно. Выходя из раствора в виде пара, эти газы причиняют много неприятностей.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 6.17. Газожижкостный поток из скважины 2, дойдя до вращающегося превентора 3, через регулируемый штуцер 4 и герметичные манифольды поступают в газовый сепаратор 5, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито 6 и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора 7. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях 1 циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа (рис. 6.18), представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу 7 в полость газового сепаратора 1, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу 5 на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается по линии 2 для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1–4 м³, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной системы. Они оборудуются предохранительным клапаном 6, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа 3 и эжекторным устройством 11 для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар пропускают через штуцер эжектора 11, в результате чего в сбросовом патрубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке 10 скопившийся на дне газового сепаратора шлам 9 вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку 10 закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром 4.

В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожижкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора 3 в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубков очи-

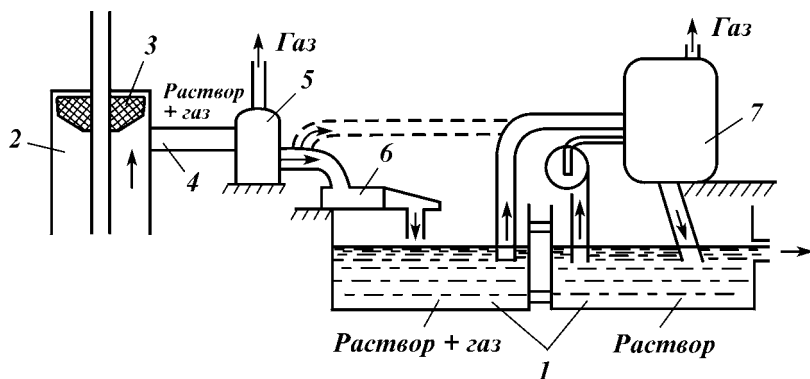


Рис. 6.17. Схема дегазации бурового раствора

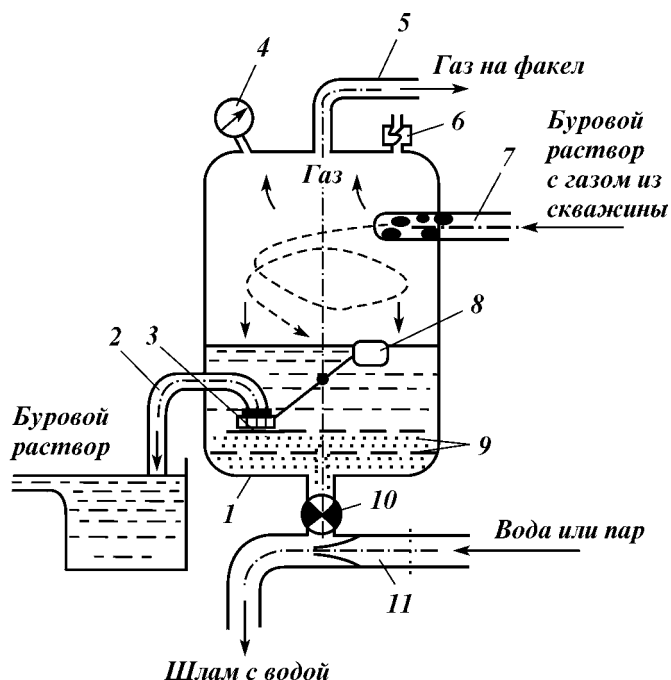


Рис. 6.18. Схема газового сепаратора

щенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка 8.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по значению давления в камере — на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробеж-

ной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют samozаполняющиеся центробежные насосы.

Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекционной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности «запираться» газовыми пробками.

Степень вакуума в камере дегазаторов — наиболее важный технологический фактор дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насосов, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа.

Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппарате вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с — около 12 с. Практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10–20 с.

С помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. В результате на вторую ступень дегазации — в дегазатор — поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1–0,25 м³/мин, пропуская буровой раствор объемом 1–3 м³/мин. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %.

Типичным представителем дегазаторов вакуумного типа, используемых в отечественном бурении, является дегазатор типа ДВС. В зарубежной практике распространены вакуумные аппараты, выпускаемые фирмой «Свако».

Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Пропускная способность дегазатора по раствору достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в растворе после обработки не превышает 2 %. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт.

Центробежно-вакуумный аппарат (ЦВА), или центробежно-вакуумный дегазатор (рис. 6.19) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса 1, 2, внутри которого с высокой частотой вращается вал 4 с ротором 10, подобным рабочему колесу центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри кор-

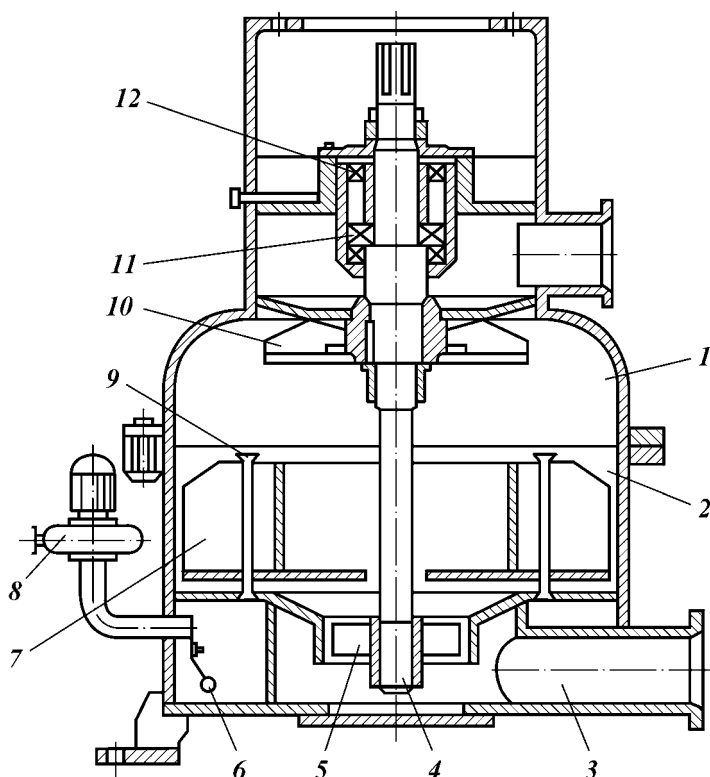


Рис. 6.19. Центробежно-вакуумный дегазатор:

1, 2 – части корпуса; 3 – труба; 4 – вал; 5 – осевая турбина; 6 – клапан; 7 – пластинчатый деструктор; 8 – вентилятор; 9 – патрубки для отвода газа; 10 – ротор; 11, 12 – подшипники

пуска и дегазированного раствора перекачивается обратно в ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором 8 по отводным каналам наружу.

Центробежно-вакуумный аппарат обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов.

В используемых в зарубежной практике атмосферных аппаратах дегазация бурового раствора происходит в результате турбулизации тонкого плоского потока. Обычно раствор в дегазатор такого типа поступает при подаче насоса примерно 35 л/с, чтобы скорость течения на входе в дегазатор составляла примерно 1 м/с. В камере дегазатора имеется система наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор. Толщина слоя раствора на перегородках 10–15 мм, а длина пути раствора 3,5 м.

Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС.

Технологический процесс дегазации буровых растворов в двухкамерных вакуумных дегазаторах происходит следующим образом (рис. 6.20). Поступающий из скважины газированный буровой раствор проходит грубую очистку от шлама и газа на вибрационном сите и попадает в первую емкость циркуляционной системы или в специальную емкость дегазатора.

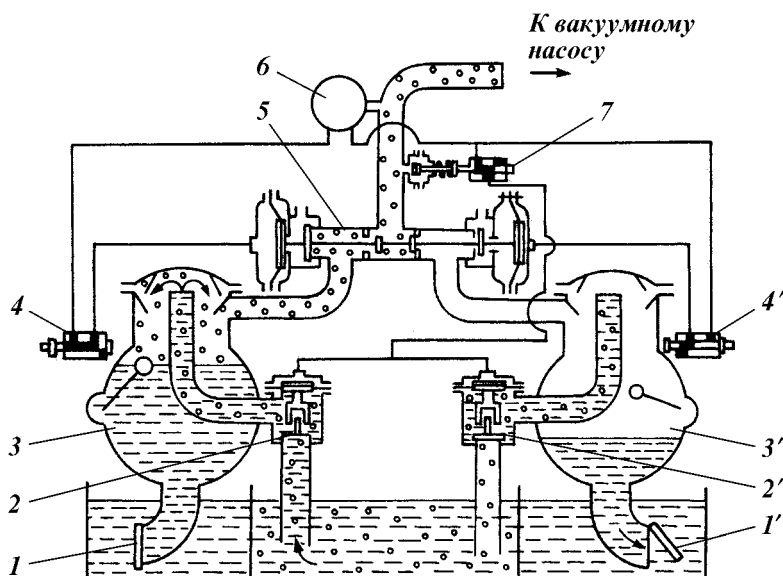


Рис. 6.20. Принципиальная схема двухкамерного вакуумного дегазатора:

1, 1' – сливные клапаны; 2, 2' – всасывающие клапаны; 3, 3' – дегазационные камеры; 4, 4' – золотники регуляторов уровня; 5 – клапан-разрядник; 6 – вакуумный ресивер; 7 – регулятор вакуума

тора. Всасывающий клапан под действием давления бурового раствора открывается, и раствор начинает поступать в дегазационную камеру. Для обеспечения дегазации бурового раствора достаточно включить вакуумный насос ВВН-2. Так как в момент включения клапан-разрядник 5 находится в одном из крайних положений, то одна из дегазационных камер 3 подключена к вакуумному насосу, а вторая 3' сообщается с атмосферой. Работая вакуумный насос создает в камере 3 разреженность, поэтому сливной клапан 1 закрыт под действием атмосферного давления.

Когда в камере 3 будет достигнуто заданное значение вакуума, мембрана золотникового механизма 7, сжав пружину и заняв нижнее положение, переместит шток золотника и соединит мембранную полость всасывающего клапана 2 с вакуумным ресивером 6. После этого мембрана перемещается вверх, всасывающий клапан открывается, поступающая в дегазационную камеру жидкость очищается от газа и собирается в сборнике.

По мере заполнения сборника дегазированной жидкостью шток золотника 4 поплавкового регулятора перемещается под действием поплавка и системы рычагов, и при предельном уровне жидкости мембранная полость клапана-разрядника оказывается соединенной с вакуумным ресивером 6. Клапан-разрядник соединяет заполненную камеру 3 с атмосферой, а порожнюю камеру 3' подключает к вакуумному насосу при помощи клапана 2. В этот момент дегазированный буровой раствор начинает выливаться в емкость через сливной клапан 1. Одновременно в камере 3' создается разрежение, и нагнетательный клапан 1' закрывается. Как только камера 3' заполнится буровым раствором, золотник 4' соединит мембранную полость клапана-разрядника с вакуумным ресивером, и произойдет следующий цикл переключения камер.

В зависимости от газонасыщенности буровые растворы условно делятся на четыре группы: 1) интенсивно вспенивающиеся; 2) умеренно вспенивающиеся; 3) газированные со стойкой фазой газа; 4) газированные с нестойкой фазой газа. Для каждого раствора рекомендуется определенное значение вакуума при обработке в дегазаторе:

Группа раствора.....	1	2	3	4
Вакуум, МПа	0,075—0,08	0,05—0,07	0,03—0,07	0,03—0,05

Значение вакуума в дегазаторе регулируют путем изменения степени сжатия пружины мембраны золотника. После того как установлено необходимое разрежение в камере дегазатора, необходимо отрегулировать его пропускную способность при помощи ограничительных болтов, позволяющих изменить ход приемных клапанов. При ввинчивании болтов внутрь клапанных коробок снижается пропускная способность дегазатора. Желательно, чтобы пропускная способность дегазатора была больше объема циркулирующего раствора. В этом случае часть дегазированной жидкости перетекает из выкидного отсека емкости в приемный и над всасывающими патрубками приемных клапанов автоматически устанавливается уровень жидкости.

По мере увеличения вакуума пропускная способность дегазатора уменьшается, поэтому не следует без необходимости устанавливать в камерах дегазатора высокую степень разрежения.

Повышения эффекта дегазации можно достигнуть только путем повышения значения вакуума в дегазационных камерах.

В связи с тем, что сборник жидкости дегазатора имеет постоянный объем, пропускную способность дегазатора можно регулировать только при изменении времени полного цикла дегазации (длительности полного цикла дегазации складывается из времени откачки из дегазационной камеры и времени всасывания жидкости). Пропускную способность дегазатора можно изменять двумя способами: сжатием пружины золотника (изменением вакуума в камере); открытием приемного клапана (изменением пропускной способности дегазационной камеры). Оба способа имеют преимущества и недостатки, поэтому выбор способа определяется трудностью дегазации бурового раствора.

Основным контролируемым параметром работы дегазатора является значение вакуума в камерах. Причиной ее изменения могут быть различного рода неполадки в системе дегазации.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Твердые частицы в буровом растворе, как правило, необходимы, но они существенно затрудняют процесс бурения скважины. Они приводят к повышению его вязкости, увеличению гидравлических сопротивлений, усиленному износу деталей гидравлического оборудования, в первую очередь буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб и циркуляционной системы, а также к возрастанию расхода топлива и (или) электроэнергии.

Когда в неутяжеленном растворе в результате его зашламления накапливается большое количество твердой фазы и удалить ее очистными устройствами трудно, буровой раствор просто заменяют свежеприготовленным.

Основная доля стоимости утяжеленных растворов приходится на барит, поэтому даже в тех случаях, когда содержание твердых частиц настолько велико, что раствор становится практически не прокачиваемым, его стараются не заменять, а отрегулировать в нем содержание и состав твердой фазы.

Если не противодействовать загрязнению бурового раствора твердыми частицами, то затраты на его обслуживание резко возрастут.

Наиболее заметный прогресс в регулировании содержания и состава твердой фазы в буровых растворах был достигнут, начиная с 50-х годов прошлого века, в результате применения центрифуг-отстойников. Это оборудование, претерпев значительную модернизацию, используется до настоящего времени. Основным современным аппаратом для выполнения этой технологической операции является центробежный сепаратор, представляющий собой разновидность центрифуг.

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 6.21) представляет собой перфорированный ротор 2, вращающийся внутри корпуса 1. Буровой раствор, поступая в корпус 1, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение, в результате чего происходит разделение твердой фазы по массе. Наиболее массивные частицы раствора (барит, крупный шлам) оттесняются к стенкам корпуса сепаратора и перемещаются периферийной частью потока к сливному отверстию 4 корпуса. Жидкая фаза бурового раствора с тонкодисперсными частицами движется внутри ротора и выходит из аппарата через полый вал 3 ротора.

Разделив буровой раствор на облегченный и утяжеленную пульпу, оператор получает возможность регулировать их возврат в циркуляционную систему и подачу в запасные емкости, таким образом осуществляя первичное регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе. Окончательное доведение раствора до кондиции производят путем добавления в него (при необходимости) свежих порций компонентов.

Поступающий через ввод 5 на обработку в центробежный сепаратор

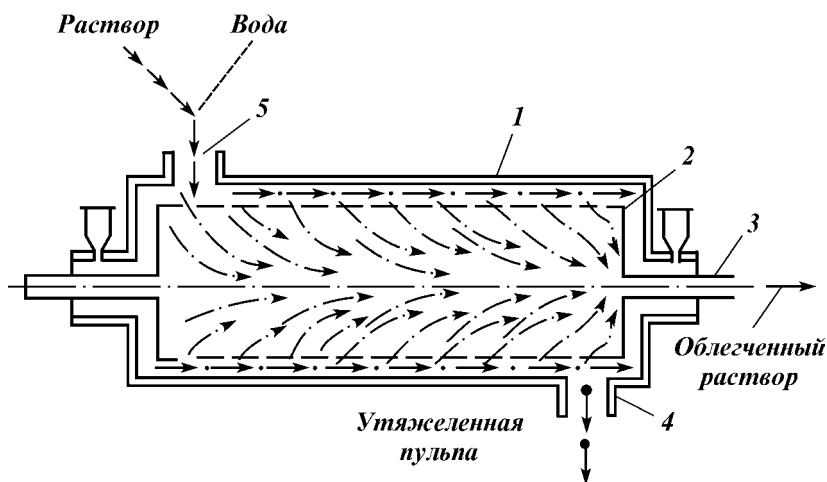


Рис. 6.21. Схема центробежного сепаратора буровых растворов

буровой раствор обычно разбавляют водой для того, чтобы уменьшить вязкость и таким образом улучшить условия разделения твердой фазы по массе.

С помощью агрегата можно выполнять следующие функции:

1) тонкую очистку раствора от шлама – для этого сепаратор устанавливают в качестве четвертой ступени очистки после илоотделителя; часть бурового раствора, очищенного на блоке гидроциклонов илоотделителя, подают в сепаратор и таким образом удаляют из раствора частицы шлама размером более 4 мкм;

2) регенерацию утяжелителя – в процессе циркуляции или спуско-подъемных операций сепаратор включают в работу и из избыточной части раствора извлекают пульпу утяжелителя; эту пульпу затем собирают в запасную емкость и при необходимости добавляют в рабочий объем бурового раствора;

3) регулирование содержания и состава твердой фазы – это основная технологическая задача, для решения которой строго контролируются подача раствора и режим работы агрегата; утяжеленная пульпа, твердая фаза которой состоит в основном из барита, возвращается частично или полностью в циркуляционную систему, а облегченная часть раствора в случае его обогащения тонкодисперсными частицами шлама сбрасывается в отстойный амбар; эта часть потока частично используется для разбавления рабочего объема бурового раствора;

4) сгущение пульпы из песков и илов. Иногда сепаратор используют для дополнительного сгущения пульпы из песков и илов, собираемых из нижних насадок гидроциклонных шламоотделителей; это позволяет сократить потери бурового раствора при использовании многоступенчатой гидроциклонной очистки; дополнительно извлеченный из песков и илов буровой раствор вместе с дорогостоящими реагентами возвращается в циркуляционную систему, а шлам сбрасывается в отвал.

Современная центрифуга при нормальном режиме работы способна обрабатывать до 1,5 л/с бурового раствора. На форсированном режиме допускается подача до 2 л/с; рабочий диапазон пропускной способности 45–75 л/мин.

Центрифуга – высокоэффективный аппарат для разделения суспензий, но и она имеет недостатки: конструкция ее сложна и требуется высокая квалификация обслуживающего персонала. Поэтому наиболее целесообразно аппараты использовать кратковременно. Наличие многочисленных вращающихся деталей, абразивная рабочая среда, высокие частоты вращения (1800–2300 об/мин), сальниковые уплотнения, винтовые насосы – все это требует тщательного ухода и высокой культуры эксплуатации.

Центрифуга в 10–11 раз дороже песко- и илоотделителей.

При обработке утяжеленного бурового раствора перед подачей в центрифугу его необходимо разбавлять водой. В противном случае потери утяжелителя будут существенными. Современные условия эксплуатации центрифуг таковы, что каждые один-два объема бурового раствора надо разбавлять одним объемом воды. Поэтому, во-первых, облегченную часть раствора вместе с реагентами приходится выбрасывать, а во-вторых, возникает необходимость в специальной системе оборотного водоснабжения и захоронении (или нейтрализации) сбрасываемого осветленного продукта. Все это свидетельствует о необходимости строгого анализа границ

применимости центрифуги в определенных геолого-технических условиях бурения скважин.

В практике бурения скважин для регулирования содержания и состава твердой фазы широко используются шнековые центрифуги (рис. 6.22). Шнек вращается с определенной скоростью и транспортирует скапливающуюся у стенок корпуса сгущенную пульпу к разгрузочному устройству. Такой тип центрифуги позволяет почти полностью отделять от барита жидкую фазу и поэтому чаще всего используется для регенерации утяжелителя из бурового раствора. Режим работы этих центрифуг регулируют подачей раствора на обработку, степенью его разбавления водой, частотой вращения ротора.

Однако в связи с высокой стоимостью и сложностью технического обслуживания центрифугу не всегда целесообразно применять. Выгодней и проще использовать гидроциклонные аппараты. Сущность работы такого аппарата в режиме регенерации утяжелителя состоит в том, что разбавленный водой буровой раствор поступает по тангенциальному вводу в гидроциклон, в центробежном поле которого происходит отделение барита от раствора. Баритовая пульпа возвращается в буровой раствор или сливается в специальную емкость, а облегченная водоглинистая смесь через верхний слив гидроциклона сбрасывается в отстойник. Вода в отстойнике отделяется от глинистых частиц и может повторно использоваться для разбавления новых порций подаваемого на обработку бурового раствора.

Такие аппараты, обычно называемые гидроциклонными глиноотделителями, достаточно эффективны. Они способны регенерировать до 80—90 % барита при степени разбавления бурового раствора, равной четырем. Значительное разбавление раствора водой (соотношение воды: раствор составляет 4:1) является главным недостатком гидроциклонных глиноотделителей. Однако они могут использоваться с хорошей экономической эффективностью.

В последние годы замечается тенденция к использованию для регу-

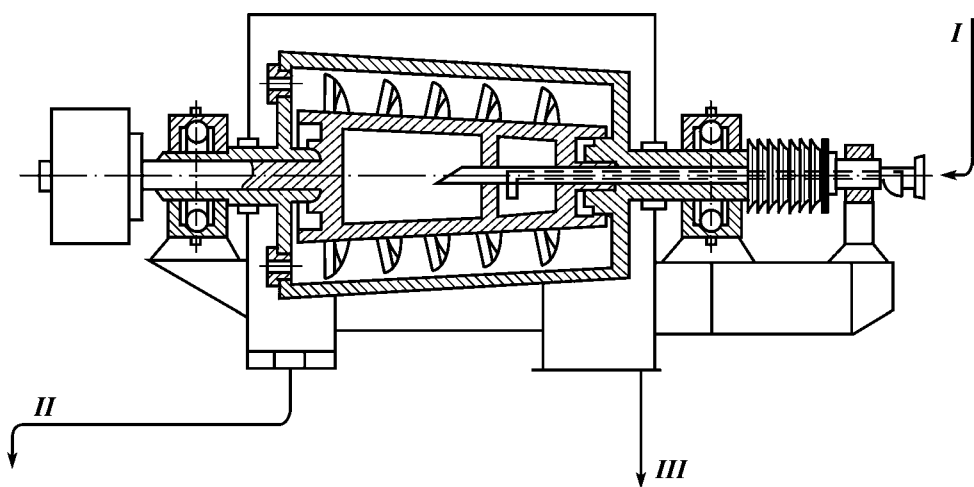


Рис. 6.22. Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя:
I — подача раствора; II — выход утяжеленной пульпы; III — слив раствора

лирования содержания и состава твердой фазы буровых растворов специальных реагентов — флокулянтов — в сочетании с известными и широко применяемыми средствами очистки: отстойниками, виброситами и гидроциклонными шламоотделителями. Принцип действия флокулянтов основан на том, что частицы твердой фазы под действием этого реагента агрегируются в так называемые флокулы и превращаются в сравнительно большие по размеру хлопья, которые можно удалить с помощью обычных средств очистки раствора от шлама.

Флокулянты бывают общего и селективного действия. Первые флокулируют твердую фазу растворов независимо от ее природы и дисперсного состава, вторые агрегируют лишь частицы определенного материала и дисперсного состава.

6.6. ТЕХНОЛОГИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

По мере углубления ствола скважины изменяются геологические условия разреза. Это приводит к необходимости изменения некоторых параметров бурового раствора. Если надо изменить реологические или фильтрационные характеристики бурового раствора, то его обрабатывают различными химическими реагентами.

Химическую обработку бурового раствора проводят в процессе промывки скважины либо в перерывах между долблениями. В первом случае химические реагенты вводят в начале циркуляционной системы. Во втором случае химические реагенты подают в емкость циркуляционной системы.

Предварительно химические реагенты или их смесь готовят в специальных устройствах: глино- и гидромешалках, блоках химической обработки, гидросмесителях и др.

Технология процесса химической обработки включает, как правило, гидравлические и механические перемешиватели, подпорные и шламовые насосы, а иногда — даже буровые насосы. При обработке во время циркуляции химические реагенты вводят равномерно в течение одного или двух циклов циркуляции. При отсутствии циркуляции буровой раствор обрабатывают поочередно в каждой емкости циркуляционной системы.

С целью механизации химической обработки бурового раствора создан специальный блок химической обработки бурового раствора (рис. 6.23). Он состоит из бака 1, химического насоса 2, гидросмесителя 6, устройства для разрыва мешков 4 и 9, манифольдов. На основании 5 размещен резервуар 3 для жидких химических реагентов. На втором ярусе расположена площадка для хранения затаренного в мешки порошкообразного реагента.

В нижней части основания установлен химический насос 2, который обвязан с баком 1 и резервуаром для химических реагентов 3. На верхней площадке размещают эжекторный гидросмеситель 6, около которого расположен стол с ножом для разрезания мешков. Такой же стол смонтирован у химического насоса. Гидросмеситель соединен трубопроводом 10 с блоком приготовления бурового раствора (БПР). Основание 8 имеет откидной борт 7.

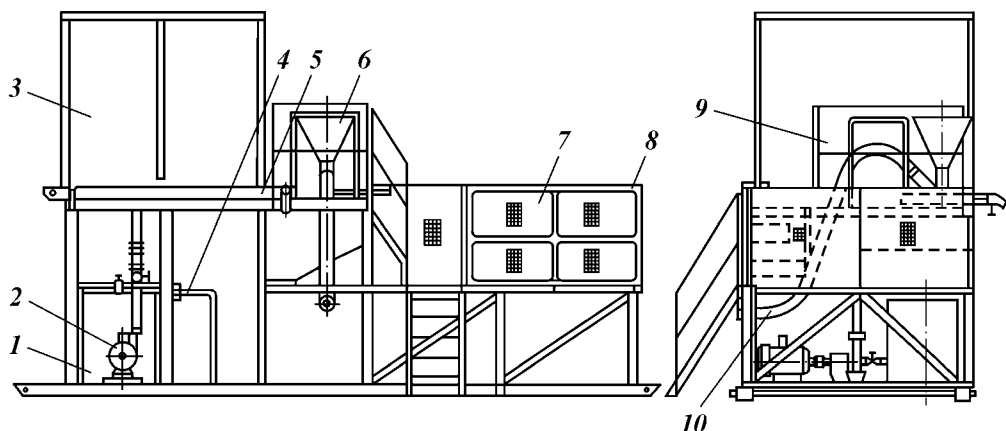


Рис. 6.23. Блок химической обработки буровых растворов

Блок предназначен для приготовления жидких химических реагентов, перекачки их из автоцистерн в резервуар, складирования мешков с порошкообразными материалами, подачи жидких реагентов в буровой раствор. Жидкие химические реагенты готовят в баке 1, в который подается вода по трубопроводам. Мешки с порошком разрезают на столе 4 и содержимое высыпают в бак. В этом случае для перемешивания используют комплект химического насоса 2. Жидкости перемешивают не менее 30 мин. Приготовленный химический реагент этим же насосом перекачивают в резервуар.

Обработанный буровой раствор из одной емкости в другую перекачивают шламовым насосом, а перемешивание его до полной гомогенизации осуществляют перемешивателями.

6.7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТЬЮ

Точность гидравлического расчета процесса промывки скважины зависит в первую очередь от достоверности исходной информации.

Некоторые исходные данные к расчету могут быть определены приблизительно. К таким данным относятся: диаметр необсаженного ствола скважины, реологические свойства промывочной жидкости, шероховатость стенок труб и скважины и т.д. Поэтому при расчете следует пользоваться оценками, позволяющими удовлетворить всем технологическим и геологическим условиям бурения. Так, оценкой снизу для гидродинамического давления в кольцевом пространстве скважины, исходя из условий создания противодавления на продуктивные пласты, является гидростатическое давление столба промывочной жидкости. Для оценки сверху распределения давлений, исходя из условия недопущения гидроразрыва (поглощения) пластов, и при определении давления в насосе целесообразно применять расчетные соотношения и исходные данные, дающие несколько завышенные значения перепада (потерь) давления в различных элементах циркуляционной системы.

При определении расхода промывочной жидкости, обеспечивающего

очистку забоя и транспорт шлама в кольцевом пространстве, необходимо знать среднюю скорость течения жидкости в затрубном пространстве v_k , обеспечивающую вынос выбуренной породы из скважины. При промывке первых скважин на площади скорость v_k выбирают по расчету. По мере разбуривания площади и накопления опыта значение v_k может уточняться с учетом других факторов (тип разбуриваемых пород, способ бурения, конструкция долот и т.п.). Обычно эта скорость находится в диапазоне 0,7–1,4 м/с.

По известному значению v_k определяется расход Q промывочной жидкости, необходимый для выноса шлама:

$$Q = \frac{\pi(d_c^2 - d_n^2)}{4} v_k, \quad (6.1)$$

где d_c — диаметр скважины, м; d_n — минимальный наружный диаметр труб бурильной колонны, м.

Полученное значение Q уточняется проверкой условия, обеспечивающего очистку забоя от шлама:

$$Q \geq \frac{\pi d_c^2}{4} a, \quad (6.2)$$

где $a = 0,35 \div 0,5$ м/с при роторном способе и электробурении; $a = 0,5 \div 0,7$ м/с при бурении гидравлическими забойными двигателями.

При выборе диаметра цилиндрических втулок насоса значение Q подбирают, ориентируясь на вынос шлама, а диаметры цилиндрических втулок бурового насоса окончательно выбирают из справочных таблиц. Суммарную подачу насосов определяют по формуле

$$Q = mnQ_n,$$

где m — коэффициент заполнения; n — число насосов; Q_n — подача насоса при данном диаметре втулок, м³/с.

Коэффициент m выбирается в зависимости от условий всасывания жидкостей. При наличии подпора на всасывание $m = 1$. Если всасывание осуществляется из емкостей в грунте, то при промывке водой $m = 0,9$ и глинистым раствором $m = 0,8$.

При выборе плотности промывочной жидкости, применяемой при разбуривании заданного интервала, необходимо учитывать следующие два условия: создание противодавления, препятствующего притоку в скважину пластовых флюидов, и предотвращение гидроразрыва.

Первое условие имеет вид

$$\rho = \min \left\{ \frac{k_p p_{пл}}{gL_k}, \frac{p_{пл} + \Delta p_p}{gL_k} \right\}, \quad (6.3)$$

где ρ — плотность промывочной жидкости, кг/м³; k_p — коэффициент резерва; $p_{пл}$ — пластовое давление, Па; g — ускорение силы тяжести, м/с²; L_k — глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м; Δp_p — потери давления.

Согласно существующим правилам рекомендуются следующие значения k_p и Δp_p :

$$k_p = 1,1 \div 1,15; \quad \Delta p_p = 1,5 \text{ МПа при } L_k < 1200 \text{ м;}$$

$k_p = 1,05 \div 1,1$; $\Delta p_p = 2,5$ МПа при $1200 \text{ м} \leq L_k \leq 2500 \text{ м}$;

$k_p = 1,04 \div 1,07$; $\Delta p_p = 3,5$ МПа при $L_k > 2500 \text{ м}$.

Рассчитанную по формуле (6.3) плотность ρ необходимо проверить на соответствие второму условию, из которого следует, что давление промывочной жидкости в затрубном пространстве против каждого пласта должно быть меньше давления гидроразрыва данного пласта. Второе условие записывается следующим образом:

$$\rho < \frac{p_r - \sum(\Delta p_{\text{кп}}) - (1 - \varphi)\rho_{\text{ш}}gL_{\text{п}}}{\varphi gL_{\text{п}}}, \quad (6.4)$$

где p_r — давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па; $\sum(\Delta p_{\text{кп}})$ — потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па;

$\varphi = \frac{Q}{(\pi v_m d_c^2 / 4) + Q}$ — содержание жидкости в шламожидкостном потоке без

учета относительных скоростей; $\rho_{\text{ш}}$ — плотность шлама, кг/м³; $L_{\text{п}}$ — глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта, м; v_m — механическая скорость бурения, м/с.

Поскольку значения $\sum(\Delta p_{\text{кп}})$ и φ зависят от расхода промывочной жидкости, то проверить второе условие можно только после установления подачи насосов.

При выборе турбобура расход промывочной жидкости Q , кроме очистки забоя и выноса шлама, должен обеспечить работу турбобура с заданным для разрушения породы моментом M_p . Поэтому по справочнику необходимо подобрать турбобур такого типа, который удовлетворяет следующим условиям: диаметр корпуса меньше диаметра долота более чем на 10 мм; расход жидкости при номинальном режиме работы $Q_{\text{тн}}$ близок к принятой подаче насоса; крутящий момент M_t не менее чем на 20 % больше заданного M_p , необходимого для разрушения породы.

Крутящий момент турбобура при работе на жидкости плотностью ρ и подаче насоса Q определяется из соотношения

$$M_t = M_{\text{тн}} \frac{\rho Q^2}{\rho_c Q_{\text{тн}}^2},$$

где $M_{\text{тн}}$, ρ_c , $Q_{\text{тн}}$ — соответственно тормозной момент на валу турбобура, плотность и расход жидкости при номинальном режиме его работы.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЭЛЕМЕНТАХ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Общие потери давления Δp (в Па) при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы определяются из выражения

$$\Delta p = \sum(\Delta p_i) = \sum(\Delta p_{\text{тр}}) + \sum(\Delta p_{\text{кп}}) + \Delta p_{\text{мт}} + \Delta p_{\text{мк}} + \Delta p_o + \Delta p_t + \Delta p_A + \Delta p_r, \quad (6.5)$$

где $\sum(\Delta p_{\text{тр}})$, $\sum(\Delta p_{\text{кп}})$ — потери давления на трение соответственно в трубах и кольцевом пространстве; $\Delta p_{\text{мт}}$, $\Delta p_{\text{мк}}$ — потери давления в местных

сопротивлениях соответственно в трубах и кольцевом пространстве; Δp_o — потери давления в наземной обвязке; Δp_t — перепад давления в турбобуре; Δp_λ — потери давления в долоте; Δp_r — разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах.

Для расчета потерь давления на трение при движении промывочной жидкости без шлама в трубах и кольцевом канале необходимо определить режим течения, в зависимости от которого выбираются те или иные расчетные формулы. Для этого вычисляется значение критического числа Рейнольдса $Re_{кр}$ течения промывочной жидкости, при котором происходит переход от структурного режима к турбулентному. Это число для вязкопластических жидкостей определяется из соотношения

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}, \quad (6.6)$$

где $He = \rho d_\eta^2 \tau_0 / \eta^2$ — число Хедстрема; η — пластическая (динамическая) вязкость промывочной жидкости, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па.

При течении жидкости внутри бурильной колонны значение d_r принимается равным внутреннему диаметру бурильных труб d_t . В затрубном пространстве d_r определяется как разность между диаметром скважины d_c и наружным диаметром бурильных труб d_n .

Если число Рейнольдса движения жидкости в трубах Re_t или кольцевом пространстве $Re_{кп}$ больше вычисленного значения $Re_{кр}$, то режим течения турбулентный. В противном случае движение происходит при структурном режиме.

Значения Re_t и $Re_{кп}$ определяются по формулам:

$$Re_t = \rho v_t d_t / \eta = 4\rho Q / \pi d_t \eta; \quad (6.7)$$

$$Re_{кп} = \frac{\rho v_{кп} (d_c - d_n)}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi (d_c - d_n) \eta}, \quad (6.8)$$

где $v_t = \frac{4Q}{\pi d_t^2}$, $v_{кп} = \frac{4Q}{\pi (d_c^2 - d_n^2)}$ — средняя скорость жидкости соответственно в трубах и кольцевом канале; d_t , d_n — соответственно внутренний и наружный диаметры секций бурильной колонны, состоящей из труб одного размера, м.

При турбулентном режиме течения потери давления по длине канала определяются по формуле Дарси — Вейсбаха:

внутри труб

$$\Delta p_t = \lambda_t \frac{\rho v_t^2}{2d_t} l = \lambda_t \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_t^5}; \quad (6.9)$$

в кольцевом пространстве

$$\Delta p_{кп} = \lambda_{кп} \frac{\rho v_{кп}^2}{2(d_c - d_n)} l, \quad (6.10)$$

где l — длина секции бурильных труб одинакового диаметра d_t или d_n , м; λ_t , $\lambda_{кп}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления трению в трубах и кольцевом пространстве. Их значения следует вычислять по формулам:

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \left(\frac{1,46k}{d_{\text{т}}} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{т}}} \right)^{0,25}; \quad (6.11)$$

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,107 \left(\frac{1,46k}{d_{\text{с}} - d_{\text{н}}} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{кп}}} \right)^{0,25}. \quad (6.12)$$

Шероховатость k для стенок трубного и обсаженных участков затрубного пространства принимают равной $3 \cdot 10^{-4}$ м, а для необсаженных участков затрубного пространства — $3 \cdot 10^{-3}$ м. Формулы (6.11) и (6.12) получены для турбулентных течений в трубах и кольцевых каналах вязкой жидкости. Будем их использовать и для турбулентных течений неньютоновских жидкостей, поскольку для них нет полностью подтвержденных экспериментально аналогичных формул. В случае структурного режима течений формулы для определения потерь давления по длине канала имеют вид:

$$\Delta p_{\text{т}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{т}} d_{\text{т}}}; \quad (6.13)$$

$$\Delta p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}} (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}, \quad (6.14)$$

где $\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{кп}}$ — коэффициенты, значения которых можно определить по графику (рис. 6.24), предварительно вычислив число Сен-Венана для труб $S_{\text{т}}$ или кольцевого пространства $S_{\text{кп}}$ по формулам:

$$S_{\text{т}} = \frac{\tau_0 d_{\text{т}}}{\eta v_{\text{т}}} = \frac{\pi \tau_0 d_{\text{т}}^3}{4\eta Q}; \quad (6.15)$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{\tau_0 (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}{\eta v_{\text{кп}}} = \frac{\pi \tau_0 (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})^2 (d_{\text{с}} + d_{\text{н}})}{4\eta Q}. \quad (6.16)$$

По формулам (6.10), (6.14) определяются потери давления в кольцевом канале между стенками скважины и турбобуром. При этом значениям $d_{\text{н}}$ и l в формулах будут соответствовать наружный диаметр корпуса турбобура $d_{\text{т}}$ и его длина $l_{\text{т}}$. Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяются из выражения

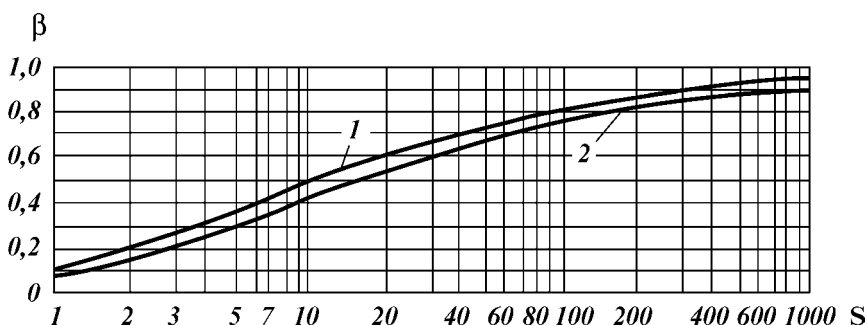


Рис. 6.24. Зависимость β от числа Сен-Венана S для круглых (1) и кольцевых (2) каналов

$$\Delta p_{\text{МК}} = \frac{l}{l_{\text{т}}} = \left(\frac{d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2}{d_{\text{с}}^2 - d_{\text{м}}^2} - 1 \right)^2 \rho v_{\text{кп}}^2, \quad (6.17)$$

где $l_{\text{т}}$ — средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; $d_{\text{м}}$ — наружный диаметр замкового соединения, м; l — длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих внутреннюю высадку, вычисляются потери давления в местных сопротивлениях внутри труб по формуле

$$\Delta p_{\text{мт}} = \xi \frac{\rho v_{\text{т}}^2}{2} \frac{l}{l_{\text{т}}}. \quad (6.18)$$

Потери давления в наземной обвязке находят по формуле

$$\Delta p_{\text{о}} = (\alpha_{\text{с}} + \alpha_{\text{ш}} + \alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{к}}) \rho Q^2, \quad (6.19)$$

где $\alpha_{\text{с}}$, $\alpha_{\text{ш}}$, $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{к}}$ — коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки, приводимые в справочной литературе.

Перепад давления в турбобуре вычисляют исходя из кинематического подобия по формуле

$$\Delta p_{\text{т}} = \Delta p_{\text{тн}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{с}} Q_{\text{тн}}^2}, \quad (6.20)$$

где $\Delta p_{\text{тн}}$, $Q_{\text{тн}}$ — справочные данные турбобура при номинальном режиме его работы на жидкости известной плотности $\rho_{\text{с}}$.

Перепад $\Delta p_{\text{г}}$ вычисляется по формуле $\Delta p_{\text{г}} = (1 - \varphi)(\rho_{\text{ш}} - \rho)gL$. При промывке без углубления, когда плотности раствора на входе и выходе скважины сравниваются, $\Delta p_{\text{г}}$ равно нулю.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ДОЛОТЕ. ВЫБОР ГИДРОМОНИТОРНЫХ НАСАДОК

Резерв давления $\Delta p_{\text{д}}$, который может быть реализован в долоте, определяется как разность между давлением $bp_{\text{н}}$, развиваемым насосом (или насосами) при выбранном диаметре втулок, и суммой перечисленных выше потерь давления в элементах циркуляционной системы $\Delta p = \sum(\Delta p_i)$:

$$\Delta p_{\text{д}} = bp_{\text{н}} - \sum(\Delta p_i), \quad (6.21)$$

где b — коэффициент, равный 0,75–0,80 и учитывающий, что рабочее давление нагнетания насосов должно быть, согласно правилам ведения буровых работ, меньше паспортного на 20–25 %.

По значению $\Delta p_{\text{д}}$ следует установить возможность использования гидромониторного эффекта при бурении данного интервала скважины. Для этого необходимо вычислить скорость движения жидкости в промывочных отверстиях долота

$$v_{\text{д}} = \mu \sqrt{2\Delta p_{\text{д}} / \rho}, \quad (6.22)$$

где μ — коэффициент расхода, значение которого следует принимать равным 0,95. Если полученное исходя из резерва давления значение

$v_A \geq 80$ м/с, то это означает, что рассматриваемый интервал можно бурить с использованием гидромониторных долот.

Следует иметь в виду, что перепад давления, срабатываемый в насадках гидромониторного долота, не должен превышать некоторого предельного значения $\Delta p_{кр}$, определяемого как возможностью запуска турбобура, так и прочностью конструктивных элементов долота. В настоящее время этот предел $\Delta p_{кр} = 12 \div 13$ МПа. Поэтому по формуле (6.22) необходимо подобрать такие значения v_A и Δp_A , чтобы выполнялись условия

$$v_A \geq 80 \text{ м/с}; \Delta p_A < \Delta p_{кр}. \quad (6.23)$$

При выполнении условий (6.23) рассчитывается суммарная площадь насадок гидромониторного долота

$$\Phi = (Q - Q_y) / v_A, \quad (6.24)$$

где $Q_y = \sqrt[n]{\frac{\Delta p_A}{k_p}}$ — расход (утечки) промывочной жидкости через уплотнение вала турбобура, м/с; k, n — опытные коэффициенты, характеризующие негерметичность уплотнения конкретного турбобура. Найдя Q_y , необходимо проверить выполнение условий выноса шлама и очистки забоя. Если разность $Q - Q_y$ превышает значения расходов, вычисленные по формулам (6.1) и (6.2), то названные условия будут соблюдены.

По назначению Φ подбирают диаметры насадок гидромониторного долота.

Если для данного долота $v_A < 80$ м/с, то следует сделать вывод о том, что бурение данного интервала с использованием гидромониторного эффекта невозможно. В этом случае необходимо вычислить перепад давления в долоте по формуле

$$\Delta p_A = \rho v_A^2 / 2\mu^2. \quad (6.25)$$

6.8. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И БУРОВОГО ШЛАМА

Одной из сложных проблем является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР) и шлама (БШ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды. В ее решении важная роль отводится разработке методов, специальной технике и технологии утилизации и обезвреживания указанных отходов бурения.

Основные направления утилизации отходов бурения показаны на рис. 6.25. Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В этой области имеется богатый опыт зарубежных фирм, а также отечественной практики бурения. Этот подход оправдан не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако это важное и экологиче-

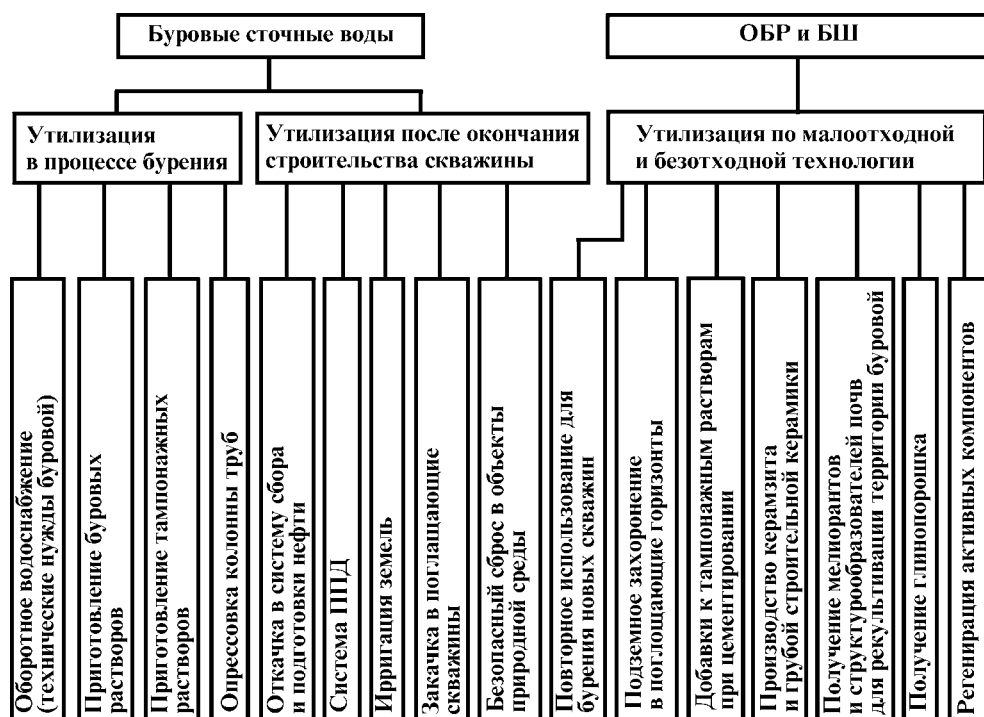


Рис. 6.25. Основные направления утилизации отходов бурения

ски целесообразное направление утилизации ОБР не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ, значительной удаленности буровых друг от друга, что делает его экономически невыгодным мероприятием. Например, расчеты показывают, что затраты на транспортировку ОБР на расстояние свыше 250 км начинают превышать стоимость раствора, приготавливаемого на месте.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. При этом возможны два варианта. По первому варианту ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин, по второму — ОБР используется в качестве основного тампонажного материала. Так, фирма «Dresser Magcobar» (США) разработала тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе. Причем в составе ОБР допускается определенное содержание нефти и нефтепродуктов (дизтоплива) и утяжелителя. При этом отмечается, что наличие утяжелителя играет положительную роль, так как он способствует увеличению прочности полученного тампонажного камня. Достоинством такого материала является его хорошая совместимость с буровым раствором, что приводит к повышению качества сцепления тампонажного камня с породами интервала цементирования и обсадной колонной в затрубном пространстве, а также отсутствие усадки.

В числе других преимуществ можно выделить значительное снижение расхода тампонажных спеццементов, простоту приготовления таких растворов, использование оборудования буровой для их приготовления, лег-

кость контроля сроков схватывания путем использования замедлителей и достаточно высокую прочность тампонажного камня.

Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно.

В отечественной практике к таким работам относятся работы по использованию ОБР для крепления скважин. С этой целью разработаны специальные отверждающие глинистые растворы (ОГР), выполняющие функции тампонажного камня при креплении скважин. Для этого предлагается в качестве отвердителя использовать алкил-резорцины с формалином. Такой материал пригоден для крепления скважин в интервале температур 20—50 °С. Однако реализация этого способа сдерживается высокой токсичностью применяемых веществ, трудностью регулирования сроков твердения буровых растворов и сложностью технологии обработки раствора на дневной поверхности.

Необходимо также отметить, что, несмотря на простоту и очевидную доступность этого метода утилизации отходов, он широкого распространения не получил из-за ограничений, связанных с геологическими условиями проводки скважин.

Заслуживающим внимания способом утилизации ОБР является их использование в качестве основы удобряющих компостов и мелиорантов, предназначенных для внесения в почву при рекультивации шламовых амбаров и территории буровой, а также структурообразователя почвогрунтов. Пригодными для этих целей смогут быть лишь буровые растворы, не содержащие нефти и нефтепродуктов, хроматов и токсичных для почв минеральных солей. Наиболее целесообразно использовать такие компосты и мелиоранты для солонцовых, песчаных и супесчаных почв, т.е. почв, обедненных глинистыми структурообразующими компонентами. Предпосылкой такой постановки вопроса является механизм мелиорации, заключающийся в связывании глинистым коллоидным комплексом разрозненных механических элементов указанных почв в единую морфологически и агрономически ценную структуру. Так, исследованиями показано, что глинистые ОБР, обрабатываемые в процессе бурения гуматными реагентами, не содержащими нефти, и имеющие в своем составе менее 2 % минеральных солей, являются хорошим структурообразующим агентом для почв указанных типов. Наиболее ярко мелиорирующий эффект ОБР проявляется при его совместном использовании с фосфогипсом-дигидратом. Эффективность такого мелиоранта обусловлена содержанием в его составе структурообразующего глинистого коллоидного комплекса, рационального количества питательных для почв компонентов (гуматов калия, кальция, разлагающейся органики и др.), носителем которых служит ОБР, а также кальция, фосфора и ряда других микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дигидратом.

Внесение в почву предложенного мелиоранта приводит к заметному улучшению ее структуры и агрономических свойств. Так, рН почвы становится близким к нейтральному. Гуматы, привносимые в почву мелиорантом, находятся в устойчивой кальциевой форме в отличие от преимущественно натриевых гуматов, содержащихся в почвенной среде. Это способствует закреплению органического вещества в почве и улучшению тем самым почвенной структуры и пищевого режима. Улучшение водно-физических и агрохимических свойств почвы в значительной мере происходит в результате структурообразования коллоидной фракции глины ОБР в присутствии фосфогипса-дигидрата, а также в результате насыщения почвен-

ного поглощающего комплекса фосфогипсом и внесения с мелиорантом ценных питательных биогенных элементов — фосфора, калия и др. Единственным ограничивающим условием применимости этого безусловно прогрессивного и практически доступного метода утилизации полужидких отходов бурения является состав ОБР, который не должен содержать вредных и токсичных для почв и экологической цепи в целом компонентов.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Причем глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества (бентопорошок), что придает такому сырью хорошие технологические свойства. Кроме того, в составе ОБР содержится значительное количество органики и нефти.

Наличие органики и нефти обеспечивает высокий эффект вспучивания глинистой массы при обжиге.

Исследованиями показана не только принципиальная возможность получения из ОБР керамзита, но и реальность осуществления его производства на действующих заводах без изменения существующей технологии.

Весьма интересные результаты получены при оценке возможности использования ОБР для производства строительного кирпича. Исследования проводили по стандартной методике, принятой для изделий грубой строительной керамики. Для этого в исходную глинистую сырьевую смесь вводили различные количества ОБР и определяли реологические свойства шихты и свойства керамического изделия.

Результаты экспериментов показывают, что введение в традиционную сырьевую смесь для производства глиняного кирпича ОБР в количестве до 25 % не только не ухудшает показатели качества получаемого керамического изделия, но и существенно улучшает реологические свойства исходной шихты. При этом повышается формовочная влажность массы, ее пластическая вязкость, а показатель предельного напряжения сдвига находится в оптимальном диапазоне. Такое действие добавок ОБР повышает формовочную способность состава и облегчает выполнение технологических операций по переработке сырья в керамическую массу. Получаемый кирпич обладает высокими потребительскими свойствами — он характеризуется минимальной усадкой, незначительным водопоглощением и высокими прочностными показателями. Уменьшение усадки кирпича происходит за счет слабовспучивающего эффекта ОБР при обжиге такой сырьевой смеси. Уменьшение водопоглощения кирпича обусловлено в первую очередь структурой вводимого ОБР и наличием в его составе высококоллоидальной глинистой фракции и структурообразующей органики, придающей сырью и готовому изделию определенные гидрофобные свойства. Использование глинистой массы с большим содержанием высококоллоидальных глинистых частиц придает сырьевой смеси однородную структуру, что в конечном счете ведет к получению керамического изделия с более мелкими и однородными по размеру порами. В результате этого водопоглощение кирпича заметно уменьшается. Повышение прочности кирпича обусловлено также наличием в составе ОБР высококоллоидальной глинистой фракции, что при обжиге позволяет получить высокопрочную структуру изделия.

Результаты промышленного испытания данного метода утилизации ОБР показали, что на практике все подготовительные и основные операции производства глинистого строительного кирпича с использованием отработанных буровых растворов в качестве добавок к исходной глинистой шихте осуществляются в рамках традиционно применяемой технологии и не требуют их корректировки или создания специального дополнительного оборудования.

Указанное направление утилизации отходов бурения является наиболее эффективным способом решения не только проблемы охраны окружающей среды, но и проблемы ресурсосбережения, так как позволяет вовлечь в активное использование вторичные ресурсы. Такое природоохранное мероприятие обеспечивает не только экологический, но и экономический эффект за счет придания отходам бурения новых потребительских свойств и возможности их использования для различных нужд. Этому направлению утилизации отходов должен быть отдан приоритет перед другими областями утилизации ввиду очевидной важности решаемых при этом задач. Успешное же решение этой проблемы во многом будет зависеть от организации специальных производств, максимально приближенных к районам массового бурения скважин, что сделает экономически целесообразным и рентабельным реализацию на практике этого важного природоохранного и ресурсосберегающего мероприятия.

Одним из интересных направлений утилизации ОБР и БШ является их использование в дорожном строительстве. Однако перспективность этого метода и его экономическая состоятельность еще не доказаны, так как рекомендуется использовать ОБР, содержащий в своем составе, судя по анализу полученных данных, как безвредные, так и токсичные компоненты. Только после проведения всесторонних исследований в этой области может быть сделан окончательный вывод о практической полезности и экологической чистоте этого метода.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. При этом практикуется захоронение ОБР и БШ в специально отведенных местах, в глубокозалегающих подземных горизонтах, в земляных амбарах непосредственно на территории буровой.

Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. Вместе с тем захоронение отходов по этому способу является единственно возможным вариантом решения природоохранной проблемы, например, при морском бурении, бурении в курортных и прибрежных водоохраных зонах, а также в экологически уязвимой местности.

Недостаточно распространен и метод захоронения жидких отходов, преимущественно ОБР, в глубокозалегающие подземные горизонты. Он может быть реализован только при наличии в разрезе разбуриваемого месторождения соответствующих геологических условий, обеспечивающих безопасное захоронение таких отходов. Необходимым и обязательным условием при этом является наличие хорошо экранированных водонепроницаемых пластов с высокими емкостными свойствами, не имеющих гидродинамической связи с другими горизонтами. Кроме того, экономически

целесообразно захоронение лишь в случае больших объемов закачки отходов, например, при кустовом бурении.

В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них негативные процессы.

Представляется неэкономичным и способ захоронения ОБР и БШ в специально отведенных местах. В качестве шламохранилищ могут использоваться бросовые земли, исключенные из землепользования, карьеры после прекращения их разработки, а также специально сооружаемые и оборудуемые хранилища. Существенным недостатком указанного метода являются значительные транспортные расходы на вывоз ОБР со скважин, так как такие места захоронения находятся зачастую на большом удалении от буровых. К тому же не всегда удается выбрать подходящее место, отвечающее требованиям безопасного захоронения указанных отходов.

В американской практике бурения известен и практикуется метод захоронения ОБР в земляных амбарах, стенки которых изолируются пленкой из полиэтилена или поливинилхлорида и бентонитом. После заполнения амбара буровым раствором его засыпают минеральным грунтом, смешанным с бентонитом, наносят слой плодородной почвы и рекультивируют. Однако у нас в стране такой метод не получил должного распространения, хотя и заслуживает внимания.

Известен и нашел частичное применение в зарубежной практике и метод разбрызгивания ОБР на пахотные земли после предварительной его нейтрализации. Однако использование указанного метода ограничивается типом и системой обработки бурового раствора. Этот метод не приемлем для минерализованных буровых растворов, т.е. растворов с высоким содержанием хлоридов и других токсичных солевых компонентов. Но отсутствие в литературе сведений о нейтрализующих агентах не позволяет дать объективную оценку возможностей метода, а также практической и экономической целесообразности его применения.

Анализ данной проблемы свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от загрязнения. Этот доступный и практически повсеместно используемый метод локализации отходов бурения является экологически оправданным лишь при условии обезвреживания захороняемой массы.

6.9. МЕТОДЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев ОБР и БШ захороняются в земляных амбарах непосредственно на территории буровой после окончания бурения скважины. Это решение не обеспечивает надежной экологической защиты мест захоронения отходов. Положение еще более усугубляется тем, что такой метод требует длительного времени подсыхания содержимого амбаров перед их засыпкой с последующей рекультивацией, а это невыгодно в плане рационального использования зе-

мель. Вместе с тем этот метод ликвидации отходов бурения наиболее доступен по сравнению с другими, несмотря на безвозвратные потери бурового раствора. Обезвреживание же отходов позволяет не только повысить экологичность таких работ, но и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и БШ, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Основные направления работ в области обезвреживания отходов бурения концентрируются на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и БШ. Физико-химическая нейтрализация содержимого шламовых амбаров представляется привлекательным методом предотвращения загрязнения объектов природной среды отходами бурения. Один из них предусматривает разделение ОБР на жидкую и твердые фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. С этой целью в США предложен способ разделения фаз ОБР. Для обработки используют флокулирующие добавки. Такие добавки вызывают коагуляцию и флокуляцию жидкой части отходов и высаживание твердой фазы в осадок. После удаления из амбара осветленной воды оставшаяся масса вновь обрабатывается флокулянтами, и так продолжается до тех пор, пока вся основная часть воды не будет удалена из жидких отходов.

Наиболее перспективным представляется использование передвижных блочных установок для обработки отходов бурения. Они состоят из блока двигателя, приемной емкости с мешалкой для хранения бурового раствора, погружного насоса, электроприводного устройства для перекачки дегидратированного бурового раствора и, в случае необходимости, дополнительного узла для физико-химической обработки воды. Производительность установки составляет до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$. Имеются и другие разработки, обеспечивающие глубокое обезвреживание отходов бурения.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды. Он реализуется следующим образом. В амбар с ОБР вводят коагулянт из расчета $1,5 \text{ кг}$ на 1 м^3 жидкой фазы. Указанный амбар содержит примерно 50 % шлама и 50 % жидкой фазы. Введение коагулянта осуществляется при активном смешении его с ОБР с помощью цементировочного агрегата в течение $1,5 - 2,0$ ч. Затем ОБР отстаивается в течение суток. После отстоя осветленную воду откачивают на технологические нужды. Подвижную часть загущенного осадка буровым насосом откачивают из амбара и смешивают с вяжущим компонентом, например, с цементом из расчета $0,8 \text{ т}$ на 1 м^3 подвижной части загущенного осадка. Полученную смесь вводят в амбар и равномерно распределяют по поверхности придонной неподвижной части загущенного осадка. Отверждение поверхностного слоя загущенного осадка заканчивается через 2 сут. На отвержденную поверхность наносится экран из глины толщиной $0,3 \text{ м}$. Затем оставшуюся часть котлована засыпают минеральным грунтом.

Предложенный способ пока не имеет достаточной реализации в промышленных условиях, что не позволяет судить о его рациональности. К тому же значителен расход вяжущего.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является окисление и гидрофобизация его поверхности. Значительный объем работ в этом направлении выполнен Т.И. Гусейновым, А.А. Мовсумовым и другими специалистами. Ими изучены закономерности и особенности про-

цессов окисления и гидрофобизации поверхности бурового шлама и установлены наиболее целесообразные границы применимости данных методов в соответствии с уровнем загрязненности таких отходов бурения. Как показали исследования, метод окисления органических загрязнителей, содержащихся в буровом шламе, обладает гораздо меньшей эффективностью по сравнению с гидрофобизацией. Это одна из основных причин, не позволяющая рекомендовать метод окисления в практику обезвреживания буровых шламов. Более перспективным, по мнению исследователей, является обезвреживание шлама методом гидрофобизации его поверхности с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующим действием электролитов. За счет высаливания полимерных частиц породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ. Из известных растворов полимеров наибольшей эффективностью обладает сополимер малеинового ангидрида с акриламидом, который позволяет получать высокую степень гидрофобизации поверхности бурового шлама и, как следствие, обеспечивает необходимую глубину обезвреживания. Этот метод рекомендован в основном для обезвреживания шлама при морском бурении, так как эффект гидрофобизации поверхности усиливается при попадании обработанного таким полимером БШ в морскую среду. Однако из-за значительных расходов гидрофобизирующего агента и его дефицитности этот метод широкого распространения в практике буровых работ не получил.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе. По мнению ряда исследователей, этот метод является наиболее доступным и перспективным. Его практическая реализация осуществляется в печах специальной конструкции, из которых заслуживает внимания барабанная электрическая печь, разработанная в ГИПРОморнефти под руководством Т.И. Гусейнова. Она позволяет реализовать необходимые термические режимы для достижения глубокого обезвреживания шламовых масс с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов и других загрязнителей органической природы. Основным недостатком этого метода, сдерживающим его широкую практическую реализацию, является значительный расход электроэнергии на проведение обжига шлама.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов).

Приоритетным направлением обезвреживания отходов бурения является их отверждение. Обезвреживающий эффект при этом достигается за счет превращения указанных отходов бурения в инертную консолидированную массу и связывания в ее структуре загрязняющих веществ, что практически исключает миграцию их за пределы отвержденного бурового раствора. Такую отвержденную массу можно захоронить в земляных амбарах непосредственно на территории буровой без нанесения ущерба окружающей среде. Ввод в ОБР активирующих добавок позволяет, кроме того, получать отвержденную массу, выдерживающую нагрузку, которую создает транспортная техника. При этом значительно упрощается процесс захоронения, облегчаются последующие планировка и рекультивация амбаров,

а также существенно сокращаются сроки возврата земель основному землепользователю.

Метод отверждения является не только практически доступным, но и экономически выгодным. Об этом свидетельствуют и примерные расчеты сравнительной экономической эффективности использования известных методов обезвреживания и утилизации указанных отходов бурения. Так, средние затраты на 1 м³ ОБР при его повторном использовании, захоронении в земляных амбарах на территории буровой без предварительного обезвреживания, захоронении с обезвреживанием методом отверждения, подземном захоронении через специальное поглощение скважины глубиной до 700 м и получении глинопорошков из ОБР в распылительных сушилках составляют в ценах 1985 г. соответственно 5–10, 20–37, 10–15, 17–22 и 14–35 руб. Эти расчеты хорошо согласуются с данными исследователей Американского агентства охраны окружающей среды, которыми показано, что стоимость обработки 1 т отходов отверждающим составом составляет в среднем от 22 до 30 дол.

Следовательно, метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

За рубежом в качестве отверждающих составов предлагаются минеральные вяжущие с активными добавками, такими, как окись алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Эти составы в большинстве случаев многокомпонентны, расход их при добавлении в ОБР относительно высок, к тому же практически отсутствуют данные об их промысловой реализации.

Японскими специалистами для отверждения бурового шлама предложен состав, состоящий из портландцемента, безводного гипса и добавок порошкообразного материала некоторых солей. Фирма «Chemfix Crossford Pollution Services» (Великобритания) рекомендует обрабатывать буровой шлам некоторыми растворами силикатов в присутствии коагулянтов. Получаемый при этом твердый материал может быть утилизирован, т.е. использован для покрытия автостоянок или же безвредно сброшен на поверхность почвы.

Расход вяжущего и сроки твердения ОБР и БШ сокращаются в случае применения в качестве активирующей добавки полимерных материалов. При этом формируется эластичная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и БШ; нефть и нефтепродукты, как основной загрязнитель природной среды, не мигрируют за пределы отвержденной массы. Вместе с тем водостойкость такой полимерглинистой композиции гораздо ниже, чем на основе только минерального вяжущего.

Ряд исследователей предлагают применять для отверждения указанных отходов бурения фенолформальдегидные смолы. При этом получены положительные результаты по консолидации, однако необходимого обезвреживающего эффекта не достигается. К тому же одна из составляющих этого материала (фенол) является крайне токсичным веществом, относящимся ко второй группе токсичности. Все это не дает основания рекомендовать такие отверждающие составы для обезвреживания ОБР и БШ.

Все разрабатываемые отверждающие составы имели одну единственную цель — придать отвержденной массе ОБР и БШ прочностные характеристики. Однако оценка экологичности отвержденных масс в целом не

проводилась. Для этого были проведены исследования, результатом которых явились установление закономерностей и особенностей процесса, а также разработка подхода к выбору типа и состава консолиданта.

7

ГЛАВА

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И БОРЬБА С НИМИ

7.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ

Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: разрушение стенок скважины; поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов; пластовые флюидопроявления; прихваты колонн бурильных и обсадных труб.

Названные типы осложнений можно подразделить на следующие виды.

Разрушение стенок скважины:

осыпи и обвалы незакрепленных горных пород, приводящие к чрезмерному загрязнению ствола скважины;

набухание горных пород, приводящее к сужению ствола скважины;

оползни, приводящие к частичному или полному перекрытию ствола скважины;

желобообразование в местах резкого искривления ствола, приводящее к возникновению затяжек и посадок при спуске или подъеме колонны труб;

растворение соленосных отложений, приводящее к образованию каверн;

растепление многолетнемерзлых пород, приводящее к их деградации и потере устойчивости.

Поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов:

потери бурового раствора в проницаемые пласты, приводящие к необходимости приготовления дополнительных объемов бурового раствора, а зачастую и проведения специальных глубинных гидродинамических исследований;

недостаточное гидростатическое давление в скважине, порождающее опасность смятия находящейся в ней обсадной колонны и выброса пластового флюида на поверхность;

применение специальных материалов для закупорки поглощающих пластов, требующее их доставки на буровую, монтажа специальных устройств для ввода материалов в буровой раствор;

недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной, приводящий в ряде случаев к необходимости исправительных тампонажных работ.

Пластовые флюидопроявления:

газирование бурового раствора, приводящее к необходимости его дегазации и дополнительной обработке химическими реагентами;

разбавление бурового раствора пластовыми флюидами, приводящее к необходимости его частичной замены;

межпластовые перетоки флюидов, требующие дополнительного разобщения пластов из-за их несовместимости при проходке открытым стволом;

заколонные флюидопроявления, приводящие к опасному скоплению газа непосредственно на устье бурящейся скважины;

возникновение грифонов, приводящее к проникновению газа на дневную поверхность и возникновению его взрывоопасной концентрации в окрестностях скважины.

Прихваты колонны труб в необсаженном стволе скважины:

одностороннее прижатие колонны труб к проницаемому пласту за счет репрессии между ним и скважиной;

заклинивание колонны в желобной выработке вида «замочная скважина»;

заклинивание долота сальником или в сужении ствола скважины;

прихват колонны обвалившимися породами.

Такая классификация осложнений, не претендуя на законченность, позволяет дифференцировать технологические приемы борьбы с ними.

Проходка ствола скважины в массиве горных пород сопровождается существенным нарушением поля напряжений в ее окрестностях и концентрацией напряжений на ее стенках. В процессе углубления ствол скважины заполнен циркуляционным агентом с плотностью значительно ниже плотности горных пород. На открытой поверхности стенок скважины проявляется действие сил бокового распора, которые вызывают деформацию горных пород в окрестностях ствола и могут приводить к их разрушению.

Рассмотрим напряженное состояние элементарного объема горной породы на расстоянии r от оси скважины.

На основании решения задачи Ляме можно записать

$$\sigma_r = q \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right); \quad \sigma_n = q \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right), \quad (7.1)$$

где σ_r – радиальное напряжение; q – некоторый параметр напряжения; a – радиус скважины; σ_n – тангенциальное напряжение.

Параметр напряжения q можно определить из условия, что при $r \rightarrow \infty$ имеем $\sigma_r = \sigma_n = q$, т.е. q представляет собой главное напряжение в массиве пород. На глубине H главное напряжение $q = \lambda \rho_{г.п} g H$, где $\lambda = 1,0$ в массиве горных пород и $\lambda = 0,2 \div 1,0$ на стенках ствола скважины; $\rho_{г.п}$ – плотность горных пород.

Тогда выражение (7.1) можно переписать в виде

$$\sigma_r = \lambda \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) \rho_{г.п} g H; \quad (7.2)$$

$$\sigma_n = \lambda \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) \rho_{г.п} g H; \quad (7.3)$$

касательное напряжение в окрестностях скважины

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_n - \sigma_r) = \lambda \frac{a^2}{r^2} \rho_{г.п} g H. \quad (7.4)$$

На стенках порожней скважины (при $r = a$) $\sigma_{na} = 0$; $\sigma_{na} = 2\lambda\rho_{г.п}gH$,
 $\tau_a = \lambda\rho_{г.п}gH$.

Если напряжение τ в пределах некоторого радиуса r_c превышает сопротивление горных пород на сдвиг, то в этой зоне происходит пластическая деформация. Радиус r_c зоны пластических деформаций можно определить из условия

$$\tau = \lambda \frac{a^2}{r_c^2} \rho_{г.п} gH = \tau_{пр},$$

где $\tau_{пр}$ — предельное сопротивление горной породы на сдвиг.

Отсюда

$$r_c = a \sqrt{\lambda \rho_{г.п} gH / \tau_{пр}}. \quad (7.5)$$

За пределами радиуса r_c горная порода будет оставаться в состоянии упругого напряжения. Но границы зоны пластических деформаций вследствие увлажнения пород и явления ползучести могут расширяться и захватывать все более обширную область.

Для зон пластических деформаций, т.е. в пределах $a \leq r \leq r_c$. Е.И. Законом получены следующие выражения:

$$\sigma_r = q \frac{1 - \left(\frac{a}{r_c}\right)}{\ln \frac{r_c}{a}} \ln \frac{r}{a}; \quad (7.6)$$

$$\sigma_n = q \left[r \left(\frac{a}{r_c}\right)^2 + \frac{1 - \left(\frac{a}{r_c}\right)^2}{\ln \frac{r_c}{a}} \ln \frac{r}{a} \right]. \quad (7.7)$$

Касательное напряжение в этой же зоне будет постоянным:

$$\tau = q(a / r_c)^2 = \tau_{пр}.$$

На стенках скважины (при $r = a$) имеем $\sigma_r = 0$; $\sigma_n = 2q$.

Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (бурового промывочного раствора) вызывает физико-химические процессы на границе раздела: осмотические явления, поверхностную гидратацию, растворение, капиллярное проникновение и т.п. В некоторых породах они могут вызывать заметное изменение их агрегатного состояния, сил внутреннего сцепления и в итоге могут существенно преобразовывать свойства горных пород в окрестностях скважины по сравнению с первоначальными в естественном залегании. Особенно опасно повышение склонности к пластическому течению глинистых и хемогенных горных пород.

Разупрочнению горных пород в стенках ствола скважины также способствует развитие усталостных явлений, происходящих под воздействием гидродинамических ударов и переменного давления в стволе при спускоподъемных операциях.

При циркуляции промывочного агента по стволу нарушается температурный режим горных пород в стенках скважины, что также вызывает появление дополнительных напряжений.

Наконец, на контакте пластовых флюидов с промывочным агентом могут наблюдаться длительные или кратковременные нарушения гидродинамического равновесия, и в таких случаях подвижная среда (жидкость или газ) под действием разности давлений будет легко перетекать в область пониженного давления. Может возникнуть переток промывочного агента в окружающие ствол горные породы либо, наоборот, пластовой жидкости в ствол скважины.

Все эти нарушения равновесного состояния в окрестностях скважины и на ее стенках неблагоприятно сказываются на процессе углубления ствола и осложняют его.

Под осложнением понимают нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения бурения. В отличие от аварий осложнение, как правило, не связано с перерывом в процессе проходки скважины.

На борьбу с осложнениями в глубоком бурении затрачивается в среднем до 20–25 % календарного времени. Это выдвигает проблему предупреждения осложнений и борьбы с ними как весьма актуальную.

Опыт практической работы показывает, что всякое осложнение легче предупредить, чем затем его ликвидировать.

Причем на практике одно возникшее осложнение нередко влечет за собой другое (поглощение бурового раствора может вызвать приток из высоконапорного горизонта; осыпи и обвалы — затяжку инструмента и т.д.), а сочетание нескольких осложнений в одном стволе чрезвычайно усложняет задачу их ликвидации и приводит к значительным затратам календарного времени и средств.

Неликвидированное осложнение может стать причиной аварии. Под аварией в бурении понимается возникновение в стволе скважины непредвиденной ситуации, в которой невозможно продолжение работ по проходке ствола скважины или выполнение в нем запланированных работ, а также использование скважины по назначению без устранения возникшего препятствия посредством специальных работ, не входящих в технологический цикл. Специальные работы, выполняемые для ликвидации аварии, называются аварийными. Авария в бурении и связанные с нею аварийные работы приводят к непроизводительной потере рабочего времени, нецелесообразному расходованию трудовых ресурсов, значительным материальным и финансовым затратам.

В связи с этим большое внимание должно уделяться предупреждению аварий на основе систематического контроля за состоянием бурового инструмента и ствола скважины, профилактике осложнений и соблюдению производственной дисциплины.

В арсенале эффективных средств предупреждения осложнений при бурении скважин имеются следующие основные:

обоснование конструкции скважины с учетом всех специфических особенностей разреза;

правильный подбор промывочных агентов по составу и свойствам для каждого специфического интервала и грамотная оперативная корректировка режима промывки в зависимости от свойств проходимых горных пород;

использование системы раннего обнаружения осложнений на основе оперативной обработки данных комплексного контроля за процессом бурения (методы технологического контроля, методы геофизического контроля);

использование методов прогнозирования опасных зон по данным региональных и промысловых геофизических исследований.

Рассмотрим отдельные виды осложнений и меры по их предупреждению.

7.2. РАЗРУШЕНИЕ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Произведенные за последнее время исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины.

Осыпи и обвалы происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения циркулирующей жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Осыпям и обвалам может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Осыпи и обвалы могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Значение горного давления при этом значительно превышает давление со стороны столба промывочной жидкости. Характерными признаками осыпей и обвалов являются: резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны, иногда выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при ротормном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению скорости бурения.

Основными мерами предупреждения и ликвидации осыпей и обвалов являются:

- 1) бурение в зоне возможных осыпей и обвалов с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально возможно высокую плотность;

- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

- 3) спуск бурильной колонны плавно, без резких торможений;

- 4) недопущение значительных колебаний плотности бурового раствора;

- 5) утяжеление перед подъемом бурильной колонны раствора, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;

6) недопущение длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия промывочной жидкости и ее фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождению до забоя бурового инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтре которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига и уменьшению структурно-адсорбционных деформаций, а также степени и давления набухания;

правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения.

Ползучесть происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т.е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползут, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например, соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличением температуры пород. Характерными признаками ползучести являются затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

разбуривание отложений, представленных породами склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин незначительное;

осуществление при цементировании обсадных колонн подъема цементного раствора в затрубном пространстве на 50–100 м выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию).

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования – большие углы перегиба ствола скважины, большая масса единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба – проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что же-

лобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. Установлено, что образование желобов при использовании утяжеленного бурового раствора характеризуется меньшей интенсивностью, чем в процессе применения необработанного раствора. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14–1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

- использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

- стремление к максимальной проходке на долото; там, где целесообразно, переход на бурение алмазными долотами;

- использование предохранительных резиновых колец;

- при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения осыпей и обвалов.

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях – потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементированием. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения – бурение с применением безводных промывочных жидкостей. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Растепление многолетнемерзлых пород. В верхней части геологического разреза многих северных районов (Западная Сибирь, Аляска, Канада и др.) залегает толща многолетнемерзлых пород; мощность этой толщи иногда достигает 500 м и более. В состав ее могут входить как хорошо связанные, прочные породы (известняки, песчаники и т.п.), так и породы несвязанные (пески, галечники и т.п.), единственным цементирующим материалом для которых является лед.

При бурении в толще многолетнемерзлых пород одним из распространенных осложнений является нарушение устойчивости стенок скважин. Этот процесс в различных по льдистости породах происходит с разной интенсивностью. При всех прочих равных условиях интенсивность разрушения стенок скважин возрастает в зависимости от того, какое значение имеет лед в цементировании минеральной части породы. Наибольшие нарушения стенок скважин наблюдаются в мерзлых породах четвертичных отложений, в которых лед является единственным материалом, цементирующим породы в монолит.

Оттаивание льда, содержащегося в многолетнемерзлых породах, в процессе бурения влечет за собой оседание толщи пород, а вместе с ней и устьевого, и бурового оборудования. Растопление толщи многолетнемерзлых пород может происходить за счет относительно высокой температуры бурового раствора, нагревающегося при бурении на больших глубинах, за счет нагрева в процессе закачки и твердения цемента, за счет перемещения по скважине нефти, имеющей высокую температуру (при добыче).

Основным способом предотвращения осложнений при бурении в многолетнемерзлых породах является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этой цели применяют различные буровые среды: от охлажденного воздуха и буровых растворов до устойчивой пены. При использовании буровых растворов на водной основе приходится также решать проблему предупреждения замерзания раствора при длительном прекращении промывки.

После разбуривания всей толщи многолетнемерзлых пород ствол скважины закрепляют обсадной колонной, башмак которой устанавливают на 100–150 м ниже глубины промерзания. При цементировании следует подбирать цементы с низкой температурой гидратации, низкой теплопроводностью и высокой скоростью выделения тепла при гидратации. В газовых и газоконденсатных скважинах кольцевое пространство между кондуктором и стенками ствола скважины рекомендуется герметизировать с помощью пакера, устанавливаемого в 10–20 м от башмака. Это позволяет предотвратить прорыв газа в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважины, что часто наблюдается при растоплении мерзлых пород.

7.3. ПОГЛОЩЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ

Поглощения в скважинах буровых растворов является одним из основных видов осложнений.

ПРИЧИНЫ ПОГЛОЩЕНИЙ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ

Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные мероприятия и технологию проведения работ по предупреждению и ликвидации поглощений из-за большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно. Поэтому стали использовать вероятностно-статистические методы для прогнозирования зон поглощений и выбора наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями.

Поглощения буровых растворов и иных жидкостей в поглощающие пласты обеспечиваются наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью (сопротивляемостью) пород к давлению столба жидкости в скважине, в результате чего возникает гидроразрыв пород, и в щели проникает жидкость.

Поглощающие пласты в бурящихся скважинах могут быть представлены пористыми, трещиноватыми и кавернозными породами. Пористые песчано-алевритовые породы имеют трещины и обладают поровой трещинной проницаемостью, трещиноватые породы имеют межзерновую пористость, а кавернозные породы разбиты микротрещинами различной раскрытости.

Проницаемость песчано-глинистых пород зависит от размеров пор, которые могут быть субкапиллярными, капиллярными и сверхкапиллярными. Соединяющиеся между собой поры образуют поровые каналы, являющиеся путями движения жидкости и газа.

В мелко- и среднезернистых песчаниках и алевролитах интенсивные поглощения буровых растворов не происходят, так как образующаяся при фильтрации раствора в пласт глинистая корка на стенке скважины имеет низкую проницаемость и препятствует проникновению раствора в пласт. В крупнозернистых песчаниках и алевролитах раствор фильтруется с большой скоростью. Еще больше раствор проникает в пласты конгломератов, имеющих каналы диаметром 1–5 мм и более.

Наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах. Различаются известняки с первичной или вторичной пористостью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым – все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещиноватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами.

Раковинные, коралловые известняки и мел имеют высокую пористость, но их пустоты не все сообщаются между собой, что снижает их проницаемость. Известняки со вторичной пористостью являются хорошими коллекторами. Различаются известняки мелкопористые, крупнопористые и кавернозные. Трещиноватые известняки также обладают высокой проницаемостью.

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) приурочиваются к верхней части разрезов воздымающихся регионов, где пласты подвергнуты физическому и химическому выветриванию, размыты и переотложены в пониженные участки земной коры.

Погружение осадочных пород на большие глубины приводит к их уплотнению и отжатию поровых вод.

Область прогибания часто вовлекается в воздымание, и верхняя часть разреза подвергается размыву. Разгрузка пород от геостатического давления приводит к расширению их пустотного пространства за счет деформаций скелета. По указанным причинам давления в верхней части разреза могут установиться аномально низкими.

В областях, где осадконакопление происходило относительно медленно (платформа, плита и т.д.), породы за длительные геологические отрезки времени уплотняются и цементируются так, что при снятии нагрузки упругого разуплотнения плотных и крепкоцементированных пород почти не происходит. В таких районах основная причина возникновения АНПД – снижение температуры пород. К таким областям относятся, в частности, районы Урало-Поволжья (до 600–1500 м).

АНПД могут фиксироваться также в артезианских бассейнах. Такие случаи АНПД объясняются тем, что альтитуда устья скважины находится выше линии напора вод от области питания к области разгрузки.

Поглощение буровых и цементных растворов связано также с гидроразрывом пластов (ГРП). Физическая сущность и механизм гидроразрыва изучены главным образом в связи с выявлением возможностей увеличения продуктивности скважин. Давление разрыва и направление развития трещин зависят от вертикального и бокового горного давления, наличия ес-

тественной и искусственной трещиноватости, значения давления в поровом пространстве, пористости, проницаемости горных пород и вязкости жидкости разрыва, подачи насосов. Разрыв пласта сопровождается одновременно тремя явлениями: упругой и пластической деформацией горных пород, движением вязкой жидкости или суспензии по трещине, фильтрацией жидкости в горных породах.

ГРП в песчано-глинистых толщах прогибов и впадин на небольших глубинах происходят при давлениях столба бурового раствора, значительно меньших геостатических давлений. С глубиной давления ГРП возрастают и на больших глубинах приближаются к геостатическому давлению. Подобное явление наблюдается и в районах спокойного залегания горных пород, где проявление тектонических напряжений маловероятно, и в районах напряженной складчатости. Возрастание давлений ГРП с глубиной различные исследователи объясняют по-разному.

По многим данным, боковые составляющие напряжений в породах σ_x , σ_y меньше вертикальной составляющей σ_z на значение коэффициента бокового распора a :

$$\sigma_x = \sigma_y = a\sigma_z.$$

Значение a зависит от коэффициента Пуассона ν для рассматриваемой породы.

Предполагается, что с глубиной под действием больших геостатических давлений и температур породы становятся более пластичными, и σ_x , σ_y и σ_z постепенно выравниваются, что может обусловить увеличение давлений ГРП. Согласно этой точке зрения, образующиеся в пластах трещины гидроразрыва должны быть преимущественно вертикальными.

Рассмотренные причины ГРП при давлениях меньше геостатических позволяют объяснить многие особенности ГРП в осадочных толщах. Так, в монолитной однородной толще пород напряжения в пристволевой зоне скважины почти не меняются, и для ее гидроразрыва необходимо создать давление в скважине, близкое или превышающее геостатическое. Если ствол скважины длительное время не закреплен колонной, то деформации глинистых пластов увеличиваются, напряжения в породах вблизи ствола скважины снижаются, что приводит к уменьшению давления ГРП.

На значение давления ГРП большое влияние оказывают реологические свойства жидкостей: чем больше значения динамического напряжения сдвига и структурной вязкости жидкости, тем при меньших давлениях возникают ГРП. Связано это с тем, что слабофильтрующиеся жидкости оказывают большее гидродинамическое давление на стенки трещин разрыва, чем менее вязкие и легко фильтрующиеся в породы жидкости.

Буровые и цементные растворы создают повышенное давление на пласт, что иногда приводит к ГРП и поглощению жидкости.

Буровые и цементные растворы по своим физическим, структурно-механическим свойствам в процессе расширения трещины значительно отличаются от жидкостей разрыва, применяемых в нефтедобыче. Они также являются вязкопластическими жидкостями, но имеют высокую водоотдачу.

Водоотдача цементного раствора может быть в десятки раз больше водоотдачи бурового раствора на водной основе.

Цементные растворы при наличии пористой (трещиноватой) проницаемой среды склонны не только отфильтровывать свою, но и пропускать

через себя постороннюю воду. Цементные растворы обладают способностью загустевать, схватываться и превращаться в прочный камень. Все эти свойства находятся в тесном взаимодействии между собой.

ГРП вызывают и другие технологические факторы. Так, спуск бурильного инструмента в скважину с повышенной скоростью приводит к возникновению дополнительных гидродинамических давлений в стволе скважины, что нередко является причиной раскрытия трещин в породах и поглощения бурового раствора.

Таким образом, на давления ГРП влияют как геологические особенности разрезов, так и технологические факторы. В таких условиях прогноз давления ГРП в бурящихся скважинах связан со значительными трудностями.

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Данные о строении поглощающего пласта, его толщине и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), размерах и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими, геофизическими методами исследований и с помощью отбора керна или шлама (рис. 7.1).

В зависимости от степени изученности разбуриваемой площади применяется один из двух комплексов исследований: оперативный или детальный.

Оперативный комплекс глубинных исследований включает: определение границ поглощающих пластов, их относительной приемистости и нали-



Рис. 7.1. Классификация методов изучения поглощающих пластов (по В.И. Крылову)

чия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой; определение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта с помощью каверномера и замер пластового давления глубинным манометром.

Для определения интенсивности поглощения бурового раствора существует несколько способов: один из них — по разности количества закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора. Однако это приближенный метод. Способ определения потери бурового раствора в процессе бурения более точен, так как при этом учитывается, кроме изменения объема жидкости в циркуляционной системе, избыточное давление на поглощающий пласт, что дает количественное значение интенсивности поглощения бурового раствора при определенном избыточном давлении.

ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ В НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Гидравлическое давление в скважине при выполнении различных технологических операций в ходе бурения (спуск и подъем бурильной колонны, восстановление циркуляции, расхаживание турбобура в скважине, промывка и др.) постоянно изменяется. Значение изменения этого давления зависит от ряда факторов (скорости движения бурильной колонны, ее компоновки, конструкции скважины, показателей бурового раствора и др.). Поэтому одной из основных причин осложнений (поглощений) в скважине является превышение гидравлического давления в скважине над критическим его значением или снижение по сравнению с ним. В первом случае происходит гидравлический разрыв горных пород, во втором — возникают нефтегазоводопроявления.

Известно несколько работ для определения гидродинамического давления в скважине при движении колонны бурильных или обсадных труб.

Эти работы показали, что темп роста гидродинамического давления в скважине зависит от размера зазора между бурильным инструментом и стволом скважины, скорости спуска инструмента и показателей свойств бурового раствора. Прирост гидродинамического давления в скважине на каждые 1000 м глубины против гидростатического при спуске инструмента достигает 4,5—5,0 МПа.

В покоящемся буровом растворе гидростатическое давление не остается постоянным. Оно непрерывно изменяется из-за температурных колебаний, седиментационного, контракционного и фильтрационного процессов при одновременном нарастании структурно-механических свойств бурового раствора.

Забойное давление в глубоких скважинах. Одна из функций бурового раствора — создание гидростатического давления p_r на забой и стенки скважины в целях предотвращения обвалообразований и газонефтеводопроявлений. Ограничением является недопущение гидроразрывов пластов и поглощения раствора.

Из основного уравнения гидростатики давление p_r на глубине z определяется по формуле

$$p_r = p_0 + \rho g z, \quad (7.8)$$

где p_0 — давление на свободной поверхности жидкости; ρ — плотность бурового раствора; g — ускорение силы тяжести.

В глубоких скважинах при высокой температуре плотность бурового раствора на водной и углеводородной основах значительно отличается от их плотности, замеренной на поверхности. Поэтому формула (7.8) особенно для глубоких скважин является неточной, поскольку буровой раствор в этих условиях становится и сжимаемым, и расширяющимся.

Плотность повышается по мере увеличения давления и уменьшается с ростом температуры. Эти два явления стремятся свести друг друга на нет, и поэтому это является основанием применения постоянных плотностей для расчета забойных давлений. Действительно, для скважины глубиной 2000 м с температурой на забое 55 °С и давлением 20,0 МПа плотность воды не превысит 986 кг/м³, это, вероятно, существенно не отразится на точности расчетов и не является причиной возможных осложнений. Однако для скважины глубиной 6000 м с температурой на забое 190 °С и давлением 60,0 МПа плотность воды будет 910 кг/м³, это изменение плотности уже значительное. По мере увеличения глубины влияние температуры доминирует над влиянием давления; плотность раствора с глубиной уменьшается.

Самым распространенным «возмущающим» фактором, влияющим на гидростатическое давление, являются спускоподъемные операции. Замеры, снятые сразу же после остановки инструмента с трубным испытателем пластов, показали, что фактическое гидростатическое давление превышает расчетное при спуске труб и, наоборот, оказывается меньше при их подъеме. Во время остановки происходит плавное снижение или повышение забойного давления. Время релаксации напряжений до некоторого конечного значения составляло 60–120 мин.

Измерения забойных давлений в скважинах, вскрывших хорошо проницаемые пласты, показывают, что через несколько десятков минут гидростатическое давление становится почти равным пластовому при сохранении положения уровня бурового раствора на устье скважины.

Фактическое гидростатическое давление в скважине, заполненной вязкопластической или вязкоупругой жидкостью, не соответствует расчетному. Отклонения гидростатического давления от расчетного могут иметь как положительное, так и отрицательное значение, что вызвано влиянием температуры, давления, показателя фильтрации, контракции, возмущающих факторов, обусловленных движением труб вниз или вверх, перетоками бурового раствора из затрубного пространства в трубы, взрывами торпед и т.д. Эти отклонения могут иметь высокое значение, вполне достаточное для гидроразрыва пласта и ухода бурового раствора.

Определение гидродинамических давлений. Спуск или подъем буровой и обсадной колонн осуществляют трубами и свечами. Процесс этот, безусловно, инерционный и осуществляется в жидкостях, обладающих разной реологической характеристикой (вязкая, вязкопластическая и вязкопластичноупругая жидкости и т.д.). Спускаемая колонна по отношению к стволу скважины всегда находится в эксцентричном положении. При этом практически всегда имеют место фильтрационные процессы (за исключением движения труб в обсаженном стволе), вплоть до частичного или даже полного поглощения бурового раствора. При этом надо считаться с тем, что фильтрация воды из раствора в пласт обуславливает появление пристенного слоя с минимальной вязкостью.

Процесс спуска или подъема прерывистый, и в зависимости от вре-

мени тиксотропные буровые растворы существенно меняют структурно-механические свойства.

Для скважины со сравнительно большим объемом и значительной глубиной существенное влияние на гидродинамические давления оказывают сжимаемость бурового раствора и объемная прочность.

В основу теоретических решений по определению гидродинамических давлений положено то, что движение колонны с открытым или закрытым нижним концом обуславливает движение жидкости в кольцевом пространстве и трубах, которое возникает в результате двух причин:

вязкая или вязкопластическая жидкость увлекается наружной и внутренней поверхностями труб, движущихся со скоростью u_T ;

жидкость, вытесняемая трубами, течет по кольцевому пространству и в трубах.

Для движения колонны труб с постоянной скоростью в вязкой жидкости задача решалась рядом исследователей (Л.С. Лейбензон, А.М. Пирвердян, С.М. Тарг и др.).

Н.А. Гукасов предложил упрощенную формулу, в которой отдельно учтены силы вязкости и пластичности:

$$p_A = \frac{4\eta u_T l}{R_2^2} \frac{1}{(1+r^2) \ln \frac{1}{r} - (1-r^2)} + \frac{2\tau_0 l}{R_2 - R_1}, \quad (7.9)$$

где p_A – давление под долотом; η – структурная вязкость; u_T – скорость движения колонны труб; l – длина колонны труб; R_1, R_2 – соответственно радиус трубы (внешний) и скважины; r – внутренний радиус бурильных труб; τ_0 – динамическое напряжение сдвига.

Так как и спуск, и подъем инструмента совершаются с переменной скоростью, то помимо сил вязкостного трения необходимо учитывать инерционные силы.

Давление, обусловленное изменением скорости перемещения труб, определяют по формуле

$$p_H = \rho \frac{dv}{dt} l, \quad (7.10)$$

где $\frac{dv}{dt}$ – изменение скорости во времени (ускорение).

При расчете инерционной составляющей при спуске труб принимает-ся во внимание характер разгона в зависимости от характеристики буровой установки и веса колонны труб в жидкости с учетом отношения площади сечения труб и площади кольцевого пространства скважины.

Известны инерционные «поправки» Я.М. Расизаде, Н.А. Гукасова; инерционную составляющую оценивают так, как это принято при определении давления гидравлического удара, возникающего вследствие резкого изменения скорости движения труб, а следовательно, и жидкости в затрубном пространстве скважины:

$$p = \pm c_B \rho \Delta u_T \frac{S_T}{S}, \quad (7.11)$$

где c_B – скорость распространения возмущения по затрубному простран-

ву; Δu_{τ} – изменение скорости движения труб; S_{τ} , S – площадь сечения соответственно кольца трубы и затрубного пространства.

Знак «минус» соответствует случаю подъема колонны, т.е. под долотом давление снижается ниже гидростатического давления столба бурового раствора; знак «плюс» – при спуске колонны.

Так как буровые растворы тиксотропны, то для преодоления статического напряжения сдвига на поверхностях, ограничивающих кольцевое пространство скважин, необходимо создать давление, которое определяется по формуле

$$\pm p_{\tau} = \frac{4l\theta}{D - d_{\text{н}}}, \quad (7.12)$$

где θ – статическое напряжение сдвига бурового раствора.

Знак «плюс» относится к спуску колонны, а знак «минус» – к ее подъему.

В момент начала или конца движения колонны, когда необходимо преодолеть статическое напряжение сдвига бурового раствора θ и инерционную силу, гидродинамическая составляющая под башмаком (долотом)

$$p_{\text{А}} = \Delta p_{\tau} + p_{\text{н}}. \quad (7.13)$$

Расчет проводится по формуле

$$p_{\text{А}} = \frac{4l\theta}{D - d_{\text{н}}} + \rho c(v - v_0) \frac{S_{\tau}}{S}, \quad (7.14)$$

где c – скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, м/с (для обсаженного ствола, заполненного водой, $c = 1350$ м/с, а буровым раствором, $c = 1100$ м/с, для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, $c = 800$ м/с); v – скорость движения труб, достигнутая за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с; v_0 – начальная скорость при равномерном движении колонны труб, м/с.

Давление под башмаком обсадной колонны, спускаемой с обратным клапаном,

$$p_{\text{А}} = \frac{k}{v_p} u_{\tau} S_{\text{н}} T, \quad (7.15)$$

где k – модуль объемного сжатия бурового раствора, МПа; v_p – начальный (до начала спуска каждой свечи) объем раствора в скважине, м³; $S_{\text{н}}$ – площадь поперечного сечения по наружному диаметру колонны труб, м²; T – время запаздывания выходного бурового раствора из скважин.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ПОГЛОЩЕНИЙ

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

На рис. 7.12 указаны факторы, обуславливающие снижение гидроста-



Рис. 7.2. Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины

тического и гидродинамического давлений на стенки скважины с целью предупредить поглощения. Мероприятия сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины. Кроме того, в целях своевременного предупреждения поглощения бурового раствора необходимо определить интервалы возможного поглощения. При подходе забоя к интервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавка наполнителей в буровые растворы, регулирование их плотности и структурных параметров, скорости спуска инструмента с целью максимально возможного снижения давления.

Совершенствование приемов предупреждения поглощений, основанных на снижении перепадов давления на поглощающие пласты, неразрывно связано с глубоким изучением и разработкой методов проводки скважин при равновесном давлении в системе скважина – пласт.

Буровой раствор, проникая в поглощающий пласт на определенную глубину и загустевая в каналах поглощения, создает дополнительное препятствие на пути движения буровому раствору из ствола скважины в пласт. Свойство раствора создавать сопротивление движению жидкости внутри пласта используют при проведении профилактических мероприятий с целью предотвращения поглощений. Сила такого сопротивления зависит от структурно-механических свойств раствора, размеров и формы каналов, а также от глубины проникновения раствора в пласт.

Буровые растворы, обладающие высокими значениями вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, находят применение как профилактическая мера при проводке скважин в склонных к поглощениям отложениях, которыми представлена верхняя часть вскрываемого разреза. При бурении таких скважин имеется большой зазор между бурильными трубами и стенкой скважины. С ростом же глубины взаимосвязь между τ_0 и Δp_0 будет усиливаться, т.е. увеличение предельного напряжения сдвига для растворов, используемых, при борьбе с осложнениями, является малоэффективным. Лучших результатов можно добиться, применяя растворы с высокой вязкостью, обработанные реагентами, не увеличивающими τ_0 . Особенно эффективными оказались бы растворы, у которых гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве мало изменялось с ростом скорости сдвига, но при этом сильно возрастало сопротивление при фильтрации в пористой среде.

Установлено, что вязкоупругие жидкости являются оптимальными буровыми растворами при прохождении зон поглощения. При прокачивании таких жидкостей в затрубном пространстве возникают малые сопротивления, причем эти жидкости одновременно обладают высокой вязкостью при движении в сужающихся частях поглощающих каналов. Благодаря этому интенсивность поглощения снижается как вследствие высокого сопротивления при движении растворов в пласте, так и вследствие уменьшения давления на поглощающий пласт.

Растворы полимеров при движении в пористой среде обладают способностью уменьшать проницаемость породы в результате адсорбции и механического улавливания полимера породой.

К числу полимеров, оказывающих сильное влияние на подвижность в пористой среде, следует отнести полиакриламида, полиоксиэтилен, сульфат поливинилового спирта и др. Все указанные полимеры при слабых концентрациях придают жидкости вязкоупругие свойства, благодаря чему возникает дополнительное сопротивление при фильтрации ее в пористой среде. При движении вязкоупругих жидкостей в каналах с большим эффективным сечением сопротивление резко возрастает по степенному закону, что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в пристволенной зоне скважины.

Повышение скорости закачки вязкоупругих жидкостей также дает положительные результаты так как глубина их проникновения с ростом интенсивности закачки не может сильно увеличиваться вследствие роста вязкости по степенному закону. Последнее особенно важно, поскольку при движении структурированных вязкопластических смесей, обладающих высокой тиксотропией, при больших скоростях продавливания разрушается их структура, что приводит к снижению вязкости.

Основой для способа активного воздействия на характер течения жидкости в призабойной зоне поглощающего пласта может служить явление фазовой проницаемости в пористой среде.

Сущность явления фазовой проницаемости состоит в увеличении сопротивления движению подвижной фазы в пористой среде, заполненной многокомпонентной смесью. При движении жидкости в пористой среде на значение проницаемости (для движущейся жидкости) влияет присутствие других жидкостей в поровом пространстве пласта, даже если они остаются неподвижными. Если в поглощающем пласте присутствует несколько жид-

ких или газообразных фаз, термин «проницаемость» должен быть связан с какой-либо отдельной фазой.

КОЛЬМАТАЦИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД

Кольматация – это заполнение пор и каналов пород, проходимых скважиной, глинистыми и иными твердыми частицами или затвердевающими частицами жидкости. Она может быть механической и химической. В первом случае она происходит при заполнении пор и каналов под действием сил гравитации, трения и центробежных. Во втором – когда заполнение пор и каналов твердыми частицами сопровождается химическими реакциями с породами, или идет процесс закупорки пор образованием твердого вещества из жидкого. Механическая кольматация может сопровождаться химической.

В каналы могут входить частицы, размер которых меньше $1/3$ условного диаметра канала; они являются основными кольматантами при естественной кольматации (под действием гидростатического давления); частицы, размер которых меньше $0,1$ условного диаметра канала, свободно проходят по каналу.

В последние годы сформировалось мнение, что под кольматацией следует понимать не «загрязнение» пласта», а целенаправленное действие ввода твердых частиц (или формирования их) в поры и каналы пласта с целью программируемой закупорки пор и каналов.

М.Р. Мавлютов, Ю.С. Кузнецов и другие исследователи считают кольматацию результатом совместного действия механического, струйного, вибрационного и других процессов. В большинстве случаев кольматация является «естественным» (без нашего направленного влияния) процессом, иногда нежелательным, поэтому требующим тщательного изучения управления им.

Если кольматация продуктивного пласта в период его освоения нежелательна, то кольматация проходимых непродуктивных пород целесообразна, а в некоторых случаях, бесспорно, необходимо заполнение пор и каналов твердыми частицами бурового раствора в пристенной зоне скважины; это снижает интенсивность фильтрации жидкости в пласт и создает сопротивление движению жидкости из пласта, т.е. формируется экран на пути движения жидкости в пласт или из пласта. С течением времени экран упрочняется и несколько утолщается (под действием гидростатического давления). Упрочнению (иногда разрушению) экрана могут способствовать физико-химические процессы на контакте породы с частицами или между частицами. Эти процессы, плюс уплотнение частиц, находящихся в порах и каналах пласта, за счет поступления новых в результате приложения сил (кроме создаваемых гидростатическим давлением), способствуют формированию низкопроницаемого экрана.

Одним из эффективных способов реализации механической кольматации пористых пород является втирание твердых частиц в поры, например пластично-твердых материалов (алюминия и др.) в твердые проницаемые породы, эластичных материалов за счет упругих сил эластичных элементов при вращении бурильной колонны, глинистой корки в поры и каналы пластов калибрующими элементами при вращении бурильной колонны. Простота технических решений механической кольматации – бесспорное пре-

имущество метода; однако эффективность ее зависит от конфигурации ствола скважины, которая, к сожалению, не идеально цилиндрическая.

Положительный эффект получен в результате применения струйной обработки стенки скважины, но она приемлема в прочных, эрозионно стойких породах. Установлено, что струйная обработка обеспечивает очистку стенок от глинистой корки при заполнении пор и каналов пород твердыми частицами бурового раствора. Результаты реализации метода показали высокую его эффективность.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРОМЫВКОЙ АЭРИРОВАННЫМИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Комплекс мероприятий по предупреждению поглощений буровых растворов при проводке скважин, по существу, включает в себя все, что дает возможность снизить противодавление на пласты с таким расчетом, чтобы оно не превышало пластовых давлений. Если геологические условия позволяют бурить скважину при гидростатическом давлении, равном пластовому, то проблема поглощений не возникает.

Бурение с промывкой аэрированными буровыми растворами является одним из радикальных мероприятий в комплексе мер и способов, предназначенных для предупреждения и ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин.

Аэрация бурового раствора снижает гидростатическое давление, способствует тем самым возвращению его в достаточном количестве на поверхность и соответственно нормальной очистке ствола скважины, а также отбору представительных проб проходимых пород и пластовых флюидов.

Технико-экономические показатели при бурении скважин с промывкой забоя аэрированным раствором выше по сравнению с показателями, когда в качестве бурового раствора используется вода или другие буровые растворы. Значительно улучшается также качество вскрытия продуктивных пластов, особенно на месторождениях, где эти пласты имеют аномально низкие давления.

При бурении скважин с применением аэрированного раствора большое значение имеет определение оптимального соотношения фаз – степени аэрации (отношение расходов воздуха к раствору при атмосферном давлении) газожидкостного потока, обеспечивающего заданное снижение давления на поглощающие пласты и достаточную подъемную силу для выноса твердых частиц выбуренного шлама из скважины.

По методике Е.Г. Леонова (с сотрудниками) может быть определена подъемная сила газожидкостного потока для обеспечения удовлетворительного выноса частиц шлама. При оптимальном расходе газа скорость подъема жидкой фазы должна быть не менее 0,3 м/с, что обычно соответствует фактическим данным при бурении скважин с промывкой забоя аэрированными жидкостями.

Аэрация жидкости позволяет сравнительно быстро и в широких пределах регулировать ее плотность (от 0,1 до 1,0 г/см³ и более) и тем самым снижать или увеличивать давление на забой и стенки скважины. Увеличение выносной способности восходящего потока аэрированной жидкости при низких расходах жидкой фазы смеси и улучшения очистки забоя достигается обработкой жидкости ПАВ.

Гидростатическое давление на забое скважины, заполненной аэриро-

ванной жидкостью, определяется глубиной скважины, отношением расхода воздуха и раствора в нормальных условиях и плотностью промывочной жидкости.

Испытаны модифицированные стабильные пены, которые открывают широкие возможности их применения не только для прохождения зон поглощений, но и при разбуривании вечномёрзлых пород, а также при бурении в районах с повышенным геотермическим градиентом.

Технология бурения с использованием модифицированной стабильной пены (МСП) (методика фирмы «Мобил Ойл») следующая: при встрече водоносного горизонта в подаваемый в скважину воздушный поток вводится бентонитовый раствор с высоким содержанием пенообразующего ПАВ. В результате контакта воздушной струи с пластовой водой образуется стабильная пена, что приводит к увеличению выносной способности воздушного потока. Пенообразующее ПАВ в своем составе содержит гильсонит.

Во ВНИИБТ разработан способ резкого снижения проницаемости поглощающего пласта, который заключается в нагнетании непосредственно в зону поглощения аэрированной жидкости, которая создает в поглощающем пласте воздушно-жидкостную блокаду.

При закачке аэрированной жидкости в поглощающие пласты, представленные трещиноватыми и кавернозными отложениями, не всегда обеспечивается устойчивое равновесие в скважине, поэтому рекомендуется вслед за закачкой аэрированной жидкости цементировать зону поглощения.

НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Эффективным мероприятием по предотвращению поглощения бурового раствора является введение в циркулирующий буровой раствор наполнителей. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов. В качестве закупоривающих агентов используют древесную стружку или мочало, рыбью чешую, сено, резиновые отходы, листочки гуттаперчи, хлопок, коробочки хлопчатника, волокна сахарного тростника, ореховую скорлупу, гранулированные пластмассы, перлит, керамзит, текстильные волокна, битум, слюду, асбест, изрезанную бумагу, мох, изрезанную коноплю, хлопья целлюлозы, кожу, пшеничные отруби, бобы, горох, рис, куриные перья, комки глины, губку, кокс, камень и др. Эти материалы можно применять отдельно и в комбинациях, изготовленных промышленностью или составляемых перед использованием. Особое внимание уделяется обеспечению «плотной» упаковки наполнителей. Придерживаются мнения Фернаса, согласно которому наиболее плотная упаковка частиц отвечает условию распределения их по размерам по закону геометрической прогрессии.

Наполнители по качественной характеристике подразделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые.

Волокнистые материалы имеют растительное, животное, минеральное происхождение. Сюда относятся и синтетические материалы. Тип и размер волокна значительно влияют на качество работ. Важна устойчивость волокон при циркуляции их в буровом растворе. Материалы дают хорошие результаты при закупоривании песчаных и гравийных пластов с зернами

диаметром до 25 мм, а также при закупоривании трещин в крупнозернистых (до 3 мм) и мелкозернистых (до 0,5 мм) породах.

Пластинчатые материалы пригодны для закупорки пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5 мм. К ним относят целлофан, слюду, шелуху, хлопковые семена и т.д.

Зернистые материалы: перлит, измельченная резина, кусочки пластмассы, ореховая скорлупа и др. Большинство из них эффективно закупоривают пласты гравия с зернами диаметром до 25 мм. Перлит дает хорошие результаты в гравийных пластах с диаметром зерен до 9–12 мм. Ореховая скорлупа размером 2,5 мм и менее закупоривает трещины размером до 3 мм, а более крупная (до 5 мм) и измельченная резина закупоривают трещины размером до 6 мм, т.е. ими можно закупорить трещин в 2 раза больше, чем при использовании волокнистых или пластинчатых материалов.

При отсутствии данных о размерах зерен и трещин поглощающего горизонта применяют смеси волокнистых с пластинчатыми или зернистыми материалами, целлофана со слюдой, волокнистых с чешуйчатыми и зернистыми материалами, а также при смешивании зернистых материалов: перлита с резиной или ореховой скорлупой.

В США используют смеси наполнителей под различными фирменными названиями, например «Тем-Плаг», состоящий из смолы и скорлупы земляных орехов, причем твердая растворимая нефтяная смола составляет 75 %, а скорлупа – 25 % по массе. Смола содержится в виде частиц размером меньше 3 мм, а скорлупа остается на сите № 8.

«Квик-сил» – сочетание наполнителей различных размеров и формы (гранулированного, хлопьевидного и волокнистого) в соответствии со стандартом АНИ; смеси на основе CaSO_3 для «лучшего сцепления при закупоривании каналов поглощения жидкости», а наличие одновременно мрамора и известняка позволяло «запрессовывать» каналы и поры. Формирование такой пробки должно продолжаться до тех пор, пока она не уплотнится настолько, что не будет пропускать мельчайших твердых частиц, кроме фильтрата.

Закупоривающая способность конечных растворов проверялась в лабораторных условиях на искусственных трещинах. При этом несущие растворы с большой водоотдачей оказались весьма эффективными.

Важнейшими свойствами наполнителей являются: наличие оптимального распределения размеров частиц, форма, масса или плотность частиц, их жесткость и инертность. Максимальный размер частиц определяется сечением поглощающих каналов. Материалы, состоящие из однородных по размерам частиц (пластинчатые материалы), не образуют корки, перекрывающей отверстия. Волокнистые материалы, содержащие волокна различных длин и диаметров, образуют непроницаемую корку, но часто волокна не выдерживают перепада давлений и разрываются, и потеря циркуляции возобновляется.

Лучшей смесью для ликвидации поглощения при низких давлениях является высококоллоидный глинистый раствор с добавками волокнистых материалов и листочков слюды. Волокнистые материалы, откладываясь на стенке скважины, образуют сетку. Листочки слюды укрепляют эту сетку и закупоривают более крупные каналы в породе, а поверх всего этого образуется тонкая и плотная глинистая корка.

В зарубежной практике при изоляции зон поглощений буровых рас-

творов получила применение так называемая «жидкая глина». Применение «жидкой глины» не рекомендуется при потере циркуляции в результате поглощения бурового раствора кавернозными пластами. Применение «жидкой глины» дает хорошие результаты в тех случаях, когда раствор поглощается трещинами, образовавшимися или раскрывшимися в процессе бурения, а также при изоляции трещин естественного происхождения. Действие «жидкой глины» основано на быстром оседании из раствора твердых частиц, способных закупоривать трещины.

Размер частиц наполнителя выбирают с учетом того, что в канал круглого сечения свободно проходят частицы, размер которых менее $1/3$, а в щель – частицы размером менее $1/2$ ее раскрытости.

Исследования и промысловый опыт показывают, что при роторном способе бурения наилучшие результаты получены, если в буровой раствор вводить до $20\text{--}30\text{ кг/м}^3$ наполнителя, а при турбинном – до 5 кг/м^3 .

Оптимальные количества вводимых в раствор наполнителей, при которых не нарушается нормальное бурение скважины, приведены в табл. 7.1 (В.И. Крылов, Н.И. Сухенко).

В случае если при бурении турбинным способом добавка наполнителя в указанном количестве не предотвращает поглощения бурового раствора, следует по возможности перейти на роторное бурение зоны поглощения и увеличить количество добавляемого наполнителя.

Оптимальным материалом, удовлетворяющим любым условиям, может быть только гетерогенная смесь, состоящая из различных по форме и свойствам компонентов. В России значительно расширились ассортимент и объем применения наполнителей. Наиболее часто используемые: опилки древесные, кордное волокно, дробленая резина, хромовая стружка, кожа-«горох», слюда-чешуйка, крошка, ореховая скорлупа, шлам, крупноразмерная резина и др. В зависимости от интенсивности поглощения, параметров поглощающего пласта, состояния уровня раствора в скважине, количества зон поглощения применяют различные технологические приемы по намыву наполнителей.

При наличии нескольких зон поглощения изоляционные работы проводят с установкой гидромеханического пакера с целью разобщения зон. Намыв наполнителей производят через открытый конец бурильных труб при одной зоне поглощения. При намыве наполнителей через пакер последний устанавливают на $20\text{--}30\text{ м}$ выше кровли поглощающего пласта. Нагнетательную линию цементировочных агрегатов соединяют с патрубком бурового стояка. Наполнитель равномерно подают в приемный чан цемен-

Таблица 7.1

Оптимальные количества наполнителей

Наполнители (размер частиц)	Добавки наполнителей, %	
	при турбинном бурении	при роторном бурении
Целлофан (до 7–12 мм)	0,1–1,0	1,0–3,0
Кожа-«горох» (до 8–10 мм)	0,1–0,5	0,5–7,0
Кордное волокно	0,1–0,2	0,2–5,0
Слюда-чешуйка (до 7–10 мм)	0,1–2,0	2,0–7,0
Керамзит (до 5 мм)	–	0,5–5,0
Резиновая крошка (до 8 мм)	–	0,5–5,0
Подсолнечная лузга	–	0,5–5,0
Перлит вспученный	–	0,5–5,0
Опилки древесные	–	0,5–5,0

тировочного агрегата и после перемешивания закачивают в бурильные трубы. Намывают наполнители на воде или буровом растворе. После достижения заданного давления на устье для конкретной площади с целью определения эффективности намыва в зону поглощения пакер освобождают, и бурильные трубы спускают на 10–15 м ниже подошвы поглощающего пласта. Если значение приемистости остается без изменения, то наполнитель намывают повторно. Причем меняют размер наполнителей и их компонентный состав. При отсутствии большого эффекта от намыва наполнителей процесс продолжается до снижения интенсивности поглощения на 30–40 % от первоначального. Дальнейшие изоляционные работы проводят тампонажной смесью.

При динамическом уровне жидкости в скважине ниже ее устья наполнители намывают через воронку, установленную на верхней муфте бурильных труб, одновременно в воронку подается жидкость с постоянным расходом и засыпается наполнитель небольшими порциями (до 6 % от объема жидкости намыва), который увлекается потоком и уносится в зону поглощения.

При высокой интенсивности поглощения широко применяют тампоны типа «мягких пробок». В практике применяются следующие виды тампонов:

- смесь бурового раствора с наполнителями (или их смесью);

- бентонито-битумная паста;

- тампоны на углеводородной основе: соляробентонитовая смесь (СБС) с добавкой или без добавки ПАВ, нефтебентонитовая смесь (НБС);

- замазки;

- латекс.

Целесообразно применение в тампоне гранулярных, волокнистых и пластинчатых наполнителей в сочетании 1:2:2. Объем тампона обычно не менее 5–10 м³. Тампон готовят следующим образом. Цементировочный агрегат обвязывают с цементно-смесительной машиной, затаренной глинопопунком. При этом выкидную трубу смесителя устанавливают так, чтобы струя глинистого раствора била в сетку чана. В процессе приготовления смеси один рабочий очищает сетку чана, второй загружает необходимое количество наполнителей в чан агрегата, третий перемещает выкидную трубу смесителя вдоль сетки, очищает ее гидравлической струей. Тампоны обычно готовят на глинистом растворе плотностью 1,1–1,14 г/см³ и вязкостью 25–60 с по ПВ-5.

Если при ликвидации поглощения тампоны из одной комбинации наполнителей не дают положительного результата, готовят комбинации наполнителей разного размера.

При частичном поглощении применяют тампоны из соляробентонитовой или нефтебентонитовой смеси. Состав СБС: а) без добавок ПАВ – 1 м³ дизельного топлива и 1–1,2 т бентонитовой глины; б) с добавкой ПАВ – 1 м³ дизельного топлива, 1,2–1,5 т бентонитовой глины и 0,5 % ПАВ (от массы смеси). ПАВ придает подвижность СБС и способствует лучшему отделению дизельного топлива от смеси. В качестве ПАВ используют крезол и др.

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ И СМЕСИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Наиболее распространенным методом изоляции поглощающих пластов является закачка в скважину цементной смеси, приготовленной на поверхности. Технологические условия применения таких смесей и основное их назначение предъявляют противоречивые требования к структурно-механическим свойствам тампонирующих растворов. Необходимо, чтобы во время приготовления и транспортировки по трубам смесь была подвижной. При поступлении смеси в каналы поглощающего пласта она должна иметь выраженную структуру, прочность которой быстро возрастает и через 8–10 ч выдерживает определенную нагрузку, т.е. смесь должна пройти ряд превращений, изменяя в определенные моменты свое состояние от жидкотекучего до пластично-вязкого и наконец твердого с определенными физико-механическими характеристиками. Смесь должна легко регулироваться при температурах и давлениях для изменения структурно-механических свойств и плотности.

Менее распространены способы изоляции поглощающего пласта, основанные на использовании смесей, приобретающих необходимые свойства в скважине за счет смешения двух компонентов в зоне поглощения (параллельная закачка двух растворов по двум рядам труб, использование глубинного смесителя и т.д.).

По В.И. Крылову, необходимыми требованиями, предъявляемыми к тампонажным смесям, используемым для изоляции зон поглощения, являются вязкоупругие и дилатантные свойства. На рис. 7.3 приводится классификация тампонажных смесей, применяемых для изоляции зон поглощения.

Применительно к портландцементу (тампонажные цементы для «холодных» и «горячих» скважин) первой стадией структурообразования является возникновение коагуляционной структуры исходных частиц цемента и гидратных новообразований. На второй стадии развивается сплошная рыхлая кристаллизационная структура гидроалюмината, которая обычно разрушается при перемешивании раствора. Третья стадия – это образование кристаллизационной структуры гидросиликатов.

В подавляющем большинстве скважин изоляционные работы, как правило, производятся чистыми портландцементными растворами, тогда как физико-механические свойства камня возрастают в случае введения в них кварцевого песка, особенно при высоких температурах и давлениях.

Конечные результаты формирования цементного камня в скважине, являющиеся следствием физико-химических процессов, протекающих на фоне образования коагуляционной и кристаллизационной структуры (загустевания и твердения тампонажного раствора), а также скорость протекания этих процессов определяются водоцементным отношением (чем ниже температура, тем существеннее), условиями твердения, в первую очередь температурой (чем выше температура, тем активнее), давлением, природой цемента, а также количеством и природой химических реагентов (активаторов, замедлителей и стабилизаторов).

В табл. 7.2 сопоставляются начало схватывания и время загустевания растворов из карадагского цемента для скважин с температурой 75 °С.

На диспергацию твердой фазы и ускорение загустевания и схватывания цементных растворов влияют не только абсолютное значение давле-

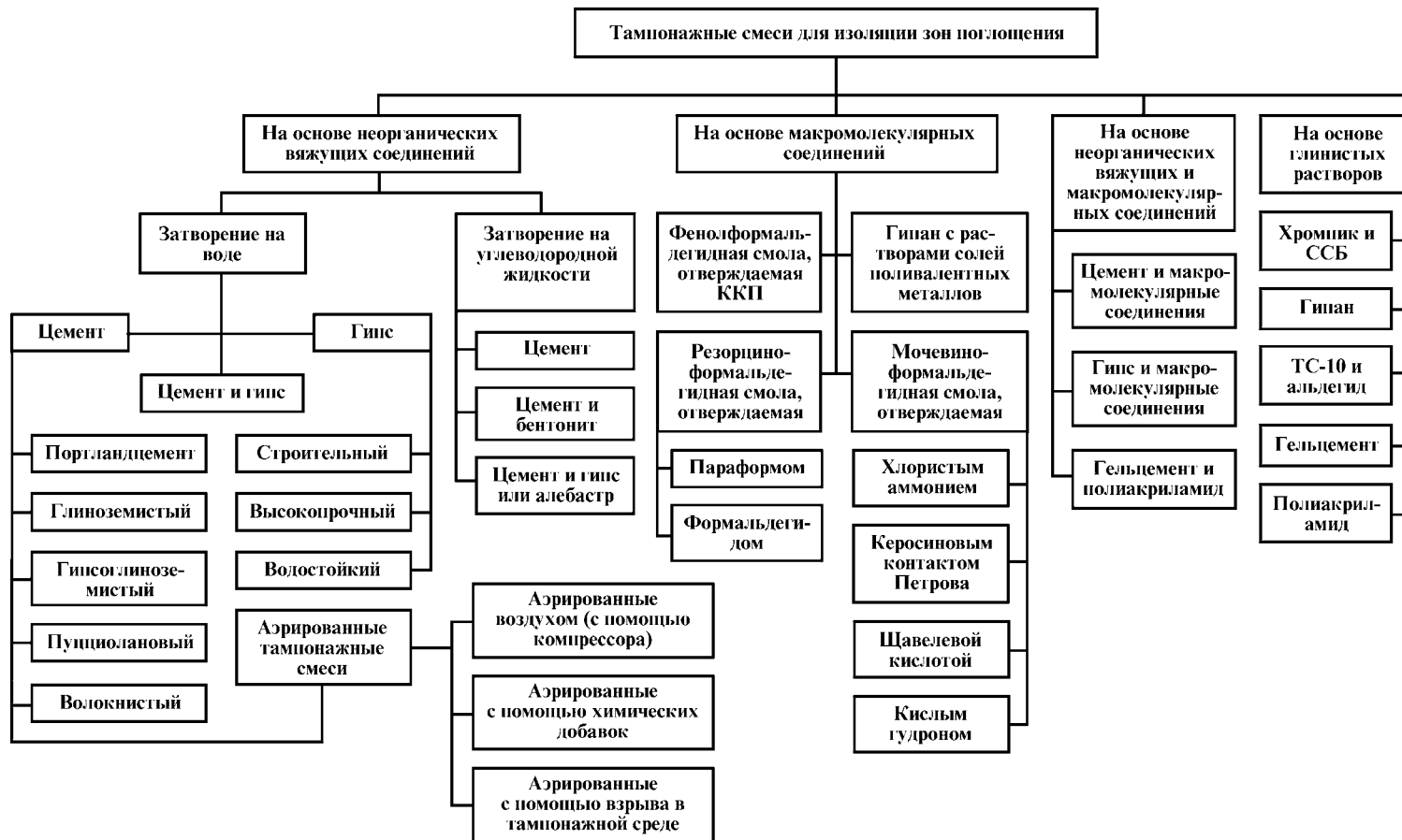


Рис. 7.3. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения

Сроки схватывания и время загустевания цементных растворов

Состав смеси, доли		Добавки, %		Количество воды, %, от массы смеси до растекаемости 19–20 см	Условия опыта		Начало схватывания, ч-мин	Время загустевания, ч-мин	Отношение схватывания к загустеванию
Цемент	Гипан	ССБ	Хром-пик		Температура, °С	Давление, МПа			
1	–	–	–	50	60	30	2-00	1-21	1,48
3	1	–	–	76	60	30	2-10	–	1,02
1	–	0,6	0,30	38	90	45	7-00	2-40	2,60
3	1	0,7	0,35	71	90	45	2-10	0-41	3,18

ния, но и колебания давления, возникающие при закачке растворов в скважину.

Одновременное колебание температуры и давления (по программе изменения условий при закачке и движении тампонажного раствора) значительно влияет на время загустевания раствора, которое отличается от времени загустевания, определяемого при забойных температурах и давлении.

Подавляющее число операций по изоляции поглощающих пластов осуществляется растворами, пастами и быстросхватывающимися смесями приготовленными из тампонажных цементов.

Тампонажные смеси на основе минеральных вяжущих

Быстросхватывающиеся смеси могут быть получены на основе специальных цементов – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % массы смеси. При этом начало схватывания при В/Ц = 0,5 может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30–50 % массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65–1,7 г/см³) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Для изоляции пластов с температурой 25–30 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержа-

нии воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса.

Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси.

Гипсоцементные растворы готовят смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента.

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурительных трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем у цементных растворов.

Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1 % сернокислого глинозема усиливает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания. Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С приведены в табл. 7.3.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементосмесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений во ВНИИБТ разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ).

Цементно-полимерные растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость, непроницае-

Таблица 7.3
Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С

Состав, массовая часть						Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Время наступления пластической прочности, равной 10 кПа, мин
Цемент	Вода	Бентонит	Наполнитель		Ускоритель			
			наименование	количество				
100	90	20	Перлит	5	–	1,6	16	200
100	135	33	«	5	–	1,37	20,5	120
100	120	33	Керамзит	5	–	1,35	16	110
80	80	20	«	5	–	1,6	15	150
25	170	70	«	5	–	1,33	13	136
25	190	70	Перлит	5	–	1,24	13	144
48	140	47	«	5	–	1,31	14,5	198
70	90	30	«	–	0,7	1,51	18	105
60	100	40	«	–	0,6	1,46	14,5	120

мость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

В б. ВНИИКРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамиона (ПЭПА).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампона зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремневой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси.

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/см³ (на 1 м³ дизельного топлива 1–1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загустевает и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40–60 МПа.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании с водой или буровым (глинистым) раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости готовят в следующем порядке. В мерные емкости цементировочных агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива – по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора.

Тампонажные растворы на основе полимеров

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость к агрессии камня. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины в самом пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня.

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить наполнители – опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношениях 1:1 и 1:2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажную смесь ТС-ФА готовят на основе водонерастворимого фурфуролацетонного мономера (мономер ФА), отверждаемого 30%-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09–1,17 г/см³. При хранении до одного года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температуре выше 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси.

Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители оказывают замедляющее действие на отверждение смеси ТС-ФА, и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Во ВНИИБТ разработаны тампонажные смеси на основе малоконцентрированных латексов (СКМС-30АРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х и СПС-30ИКПХ) с содержанием 25–30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоконцентрированные латексы (МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % от объема латекса 5–7%-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м³ латекса.

Тампонажные пасты

Тампонажные пасты готовят на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности. Ниже описаны пасты, наиболее широко используемые при изоляционных работах.

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью, готовится с помощью цементировочного агрегата по рецептурам.

Паста применяется для изоляции мелких поглощающих каналов, оценки поглощающей способности скважины и выбора последующего направления ведения изоляционных работ, а также для определения возможности перехода на промывку скважин глинистым раствором.

Гипаноглинистая паста (ГТП) получается смешением глинистого раствора, приготовленного на 15–20%-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10%-ной концентрации. В раствор добавляют наполнитель из расчета 20–30 кг на 1 м³ раствора. На буровой смесь готовят двумя цементировочными агрегатами. В емкости одного готовят минерализованный буровой раствор с наполнителем, а в емкость другого заливают гипан. Двумя агрегатами одновременно закачивают равные объемы компонентов смеси в скважину через тройник. Смесь продавливают в зону поглощения при закрытом превенторе: при этом в стволе оставляют столб смеси, превышающий мощность пласта не менее чем на 10 м. На 4–6 м³ гипана расходуется 5–6 м³ бурового раствора и 100–150 кг наполнителя. Термостойкость смеси до 180 °С.

Полиакриламидглинистая паста (ПГП) образуется смешением 1%-ного раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора должна быть не более 45 с по ПВ-5. Компоненты смеси с помощью двух ЦА подают в тройник, а затем по колонне буровых труб нагнетают в зону поглощения.

Соляроцементная паста (ПТЦ) получается смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе плотностью 1,8 г/см³ с соляроцементным раствором плотностью 1,2–1,45 г/см³. При смешении указанных растворов в соотношении 0,6:1,3 получают пасты с пластической прочностью 1,8–2 кПа, а в соотношении 0,5:0,9 пластическая прочность достигает 5 кПа. Сроки схватывания смеси регулируют добавками хлорида кальция. Соотношение объемов исходных растворов контролируют по их одновременному расходу.

Цементно-глинистую пасту (ПТЦГ) готовят смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе с соляроглинистым раствором. Плотность цементного раствора 1,84 г/см³, а растекаемость 18–20 см; плотность соляроглинистого раствора 1,24–1,26 г/см³. Сроки схватывания ПТЦГ регулируют добавлением ускорителей схватывания.

Начальная пластическая прочность тампонажной пасты зависит от соотношения объемов перемешиваемых растворов и плотности соляроглинистого раствора. Увеличение как содержания бурового раствора, так и его

плотности приводит к повышению пластической прочности. Хорошая прокачиваемость по бурильным трубам и высокая эффективность при тампонировании зон интенсивных поглощений отмечаются у паст с начальной пластической прочностью 1,8–2,5 кПа.

Глиноцементная паста с сернокислым глиноземом представляет собой нерастекаемую массу, которая при перемешивании приобретает пластическую прочность 0,8–8,3 кПа. После прекращения перемешивания происходит интенсивный рост прочности структуры. Смесь рекомендуется использовать при поглощении свыше 20–30 м³/ч. При большей интенсивности поглощения рекомендуется периодически прекращать закачивание продавочной жидкости на 10–15 мин после начала поступления смеси в пласт.

До начала операции цемент и глинопорошок затаривают равномерно в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения, концентрацию которого контролируют по плотности раствора. После затворения тампонажную пасту закачивают в зону поглощения непосредственно по стволу скважины. Рекомендуется применять эти пасты до глубины 2000 м.

Рецептуры паст и соответствующие им свойства приведены в табл. 7.4.

Глиноцементная паста с полиакриламидом (ГЦППАА) представляет собой высокоструктурированную тампонажную смесь плотностью 1,33–1,4 г/см³ и высокой пластической прочностью. Смесь получают непосредственно в скважине при одновременной подаче в соотношении 1:1 цементного раствора плотностью 1,5 г/см³, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрацией 0,25–0,3 %, и глинистого раствора вязкостью 45 с по ПВ-5. Цементный раствор подается в бурильные трубы, а глинистый раствор – в затрубное пространство.

Метасоцементную пасту (МЦП) получают вводом воднощелочного раствора 10–15 % метаса в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлорида кальция. При растекаемости цементного раствора более 19 см по конусу АзНИИ в смесь следует вводить 2 % глинопорошка (от массы сухого цемента) или наполнителя. Приготавливают МЦП следующим образом. В емкость ЦА наливают воду и растворяют в ней кальцинированную соду, после чего туда засыпают метас и растворяют его посредством круговой циркуляции, периодически измеряя вязкость воднощелочного раствора. По достижении необходимой вязкости циркуляцию прекращают. Цементный раствор приготавливают на водном растворе хлори-

Таблица 7.4

Рецептуры паст

Добавка на 100 г цемента			Плотность, г/см ³	Пластическая прочность через 60 мин перемешивания, кПа	Скорость восстановления структуры, кПа/мин	Прочность на сжатие через 1 сут, МПа
Бентонит, г	Сернокислый глинозем, г	Вода, г/см ³				
20	3	75	1,76	3,8	0,35	2
30	3	90	1,67	2,2	0,27	3
40	3	105	1,65	1,4	0,18	2,3
50	3	120	1,68	1,6	0,22	1,4
20	6	85	1,7	1,8	0,15	2,1
30	6	95	1,67	4,8	0,14	2,5
40	6	110	1,64	6,3	0,7	1,4
50	6	125	1,62	3,6	0,11	1,7

да кальция с помощью второго цементировочного агрегата и закачивают его в бурильные трубы одновременно с щелочным раствором метаса.

Гипсоцементная паста (ГЦП) образуется смешением цементного раствора, приготовленного на водном растворе хлорида кальция, с цементным раствором, содержащим раствор гипана 10%-ной концентрации, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, гипан 0,7–1, хлорид кальция 3–5, вода 50–60.

Полиакриламидцементную пасту (ПААЦП) получают смешением цементной суспензии, приготовленной на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией на основе водного раствора хлорида кальция при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, ПАА (основное вещество) 0,14–0,2, хлорид кальция 3,5–5, вода 55–60.

Изоляция зон поглощения с помощью взрыва

При изоляции зон поглощения наибольшие трудности представляют зоны с повышенной интенсивностью поглощения, особенно при полной потере циркуляции. Для этих целей может быть использован взрыв в зоне поглощения взрывчатых веществ (ВВ).

Эффективность изоляции поглощающих горизонтов после взрыва будет зависеть от того, насколько уменьшится сечение поглощающих каналов, по которым происходит фильтрация жидкости.

При взрыве образуются две зоны разрушения: зона раздавливания породы и зона взрыва, или трещинообразования. Система радиальных и тангенциальных трещин во второй зоне наряду с существующими каналами поглощения приводит к образованию крупных кусков породы, больших, чем в первой зоне. За пределами второй зоны взрыв вызывает лишь упругопластичную деформацию или колебания среды.

Разрушение, вызываемое взрывом, в обеих зонах приводит к снижению первоначальной интенсивности поглощения. Разногабаритные обломки из разрушенных взрывом пород увлекаются вязкопластической жидкостью и перекрывают поглощающие каналы.

Выбор размера заряда определяется конкретными условиями скважины и зависит от толщины, механических свойств горных пород поглощающего пласта, состояния ствола скважины, параметров бурового раствора, заполняющего скважину, диаметра бурильного инструмента, конструкции торпеды и т.д.

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ С ПАКЕРАМИ

Для предупреждения перемешивания тампонажной смеси с буровым раствором в скважине при доведении ее до зоны поглощения и для разобщения нескольких поглощающих пластов необходимо иметь пакер. С помощью пакера можно также задавить смесь в зону поглощения и исследовать приемистость поглощающих пластов при давлениях, возможных в процессе дальнейшей проводки скважины или при ее креплении.

Существующие конструкции пакеров, применяемые при изоляции поглощающих пластов, подразделяют на две группы: многократного использования (извлекаемые) и разбуриваемые.

Пакеры извлекаемые

Пакеры с якорным устройством. К пакерам с упором о стенки скважины относятся пакеры, резиновый элемент которых деформируется от воздействия на него веса колонны бурильных труб, а якорное устройство устанавливается в рабочее положение при помощи груза, вращением инструмента или за счет перепада давления, создаваемого в бурильных трубах нагнетанием бурового раствора. Пакеры этого типа (рис. 7.4, I–VII) имеют простую конструкцию, однако не всегда надежны в работе, а иногда требуют дополнительных приспособлений для извлечения груза.

С учетом недостатков в ТатНИПИнефти разработан гидравлично-механический пакер А19М.

Гидравлично-механический пакер А19М2 ТатНИПИнефти состоит из переводника 1 (рис. 7.5, а), ствола 2, резиновых элементов 3 с ограничительным элементом 4, якорного устройства и подвески с секторами. Якорное устройство включает в себя плунжер 10 с конусом 5, обойму 8 с плашками 6, пружину 9, втулку 11, цилиндр 12, манжету 14, кольцо 15 и винт 13. В нижней части ствола пакера расположены подвеска 17 и секторы 19 на пальцах 18.

Пакер соединяется с бурильными трубами и спускается в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах создают давление 3–4 МПа. Под действием давления кольцо 15 с обоймой 8 и плашками 6 движется вверх. Конус 5 отжимает плашки к стенкам скважины, и при плавной посадке (подачей вниз плавно нагружают пакер до 8,5 т) бурильных труб плашки заклинивают якорный механизм, собранный на плунжере 10, а резиновый элемент деформируется, разобщая зону поглощения от затрубного пространства. При этом ствол 2 пакера перемещается вниз, выдвигая секторы 19 штуцера из кожуха 16, которые, поворачиваясь на пальцах 18, полностью раскрывают внутренний канал пакера. В этот момент давление резко падает, что служит сигналом об окончании установки пакера. Затем приступают к исследованию и изоляции поглощающего пласта.

Извлечение пакера после проведения исследований или заливки производится медленным подъемом бурильных труб. При этом переводник и ствол идут вверх, плашки освобождаются от заклинивания и под действием пружины и собственного веса занимают транспортное положение.

Для применения пакера при изоляции пластов быстросхватывающимися смесями с раздельной транспортировкой их составляющих компонентов по бурильным трубам в полиэтиленовых сосудах он снабжен устройством, разрушающим сосуды и перемешивающим тампонажную смесь. Устройство (рис. 7.5, б) состоит из переводника 20 с винтовыми канавками, наклонно установленных ножей 22, втулки 21, планки 23 и разъемного кольца-фиксатора 24.

Основным преимуществом пакера является свободная подвеска якорного устройства на стволе пакера, что дает возможность одновременно с разобщением затрубного пространства от подпакерной зоны разобщать рабочую камеру от ствола пакера и открывать радиальные каналы большого сечения. Благодаря этому исключается вредное влияние штуцера при исследовании скважин и появляется возможность закачки в скважину более вязких тампонажных смесей с наполнителями.

Наиболее широкое применение нашли пакеры, разработанные в

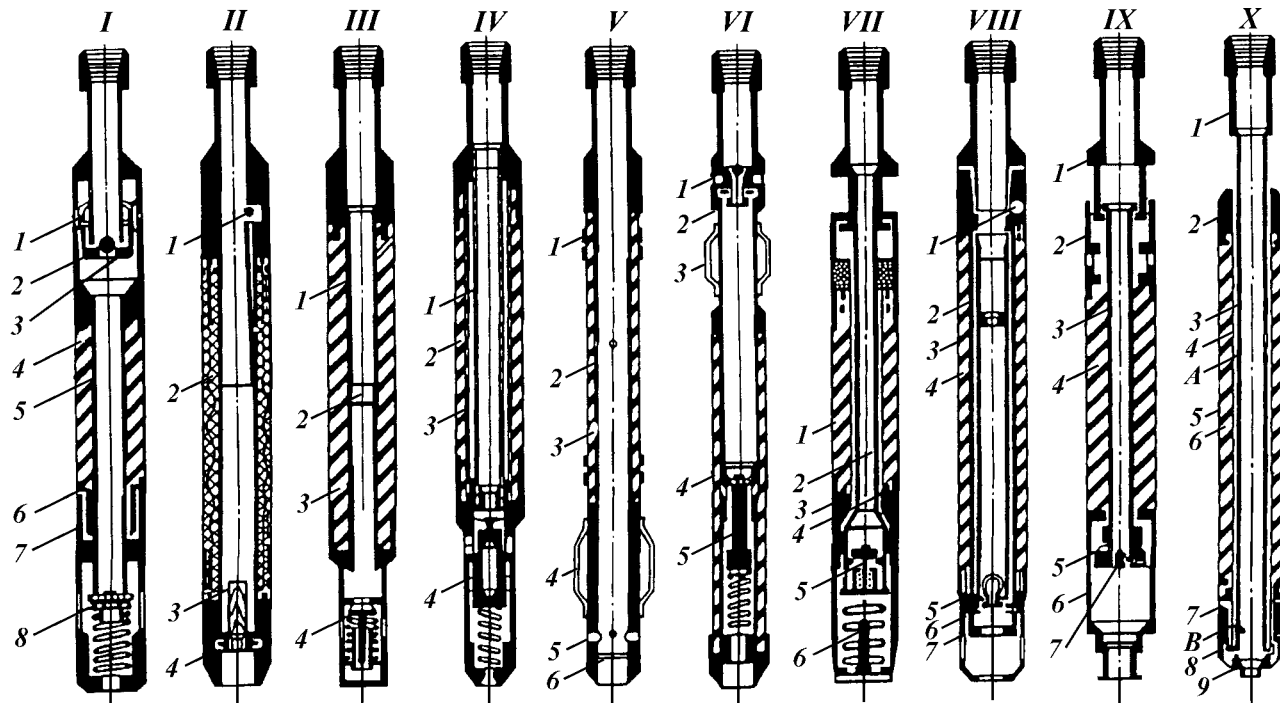


Рис. 7.4. Пакеры безупорные:

I – пакер безупорный с редукторным клапаном: 1, 6 – поршень, 2 – шар, 3 – втулка, 4 – резиновый элемент, 5 – ствол, 7 – цилиндр, 8 – обратный клапан; *II* – пакер КуйбышевНИИНП: 1 – шар, 2 – резиновый элемент, 3 – заглушка, 4 – седло; *III* – пакер треста б. «Татнефтегазразведка»: 1 – ствол, 2 – заглушка, 3 – резиновый элемент, 4 – обратный клапан; *IV* – пакер с камерой ограничения: 1 – резиновый рукав, 2 – резиновый элемент, 3 – ствол, 4 – обратный клапан; *V* – пакер ВНИИБТ: 1 – кольцо, 2 – ствол, 3 – резиновый элемент, 4 – центратор, 5 – штуцер, 6 – диафрагма; *VI* – устройство ВНИИБТ: 1 – шар, 2 – седло, 3 – центратор, 4 – резиновый элемент, 5 – обратный клапан; *VII* – пакер В.И. Мищевича и Е.К. Зеберга: 1 – резиновый элемент, 2 – отверстие, 3 – конус, 4 – клапан, 5 – шток клапана, 6 – шток упорный; *VIII* – пакер – мост Л.А. Синоплиса: 1 – шар, 2 – втулка, 3 – седло, 4 – резиновый элемент, 5 – клапан, 6, 7 – штифты; *IX* – пакер ГМП-2 УфНИИ: 1 – переводник, 2 – втулка, 3 – труба, 4 – резиновый элемент, 5 – обратный клапан, 6 – седло, 7 – шар; *X* – надувной пакер б. ТатНИИ: 1 – переводник, 2 – неподвижная головка, 3 – ствол, 4 – уплотнительные кольца, 5 – цилиндр, 6 – резиновый элемент, 7 – подвижной элемент, 8 – башмак, 9 – штуцер; А – отверстия для передачи давления на резиновый элемент; В – отверстия для нагнетания тампонажной смеси в зону поглощения

Рис. 7.5. Гидравлично-механический пакер А19М2 ТатНИПИнефти:

a – пакер; *б* – устройство; 1 – переводник; 2 – ствол; 3 – резиновый элемент; 4 – ограничительное кольцо; 5 – конус; 6 – плашки; 7 – болт; 8 – обойма; 9 – пружина; 10 – плунжер; 11 – втулка; 12 – цилиндр; 13 – винт; 14 – манжета; 15 – кольцо; 16 – кожух; 17 – подвеска; 18 – палец; 19 – сектор; 20 – переводник; 21 – втулка; 22 – нож; 23 – планка; 24 – разъемное кольцо-фиксатор

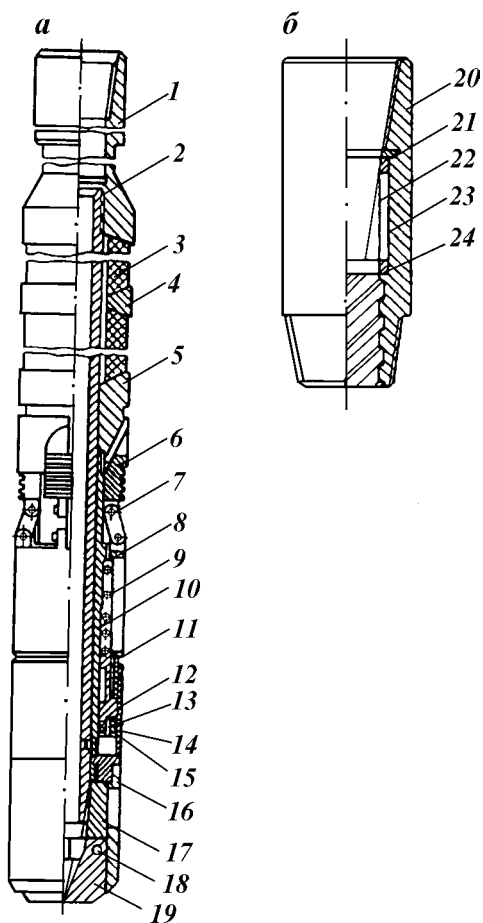
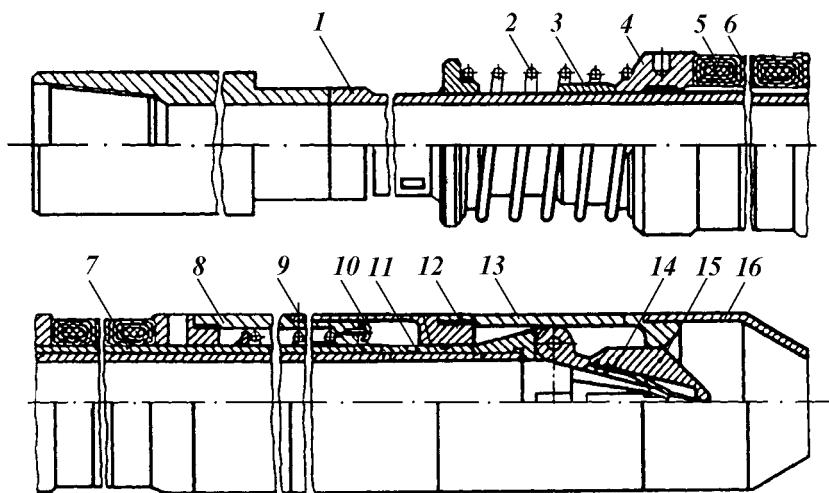


Рис. 7.6. Гидравлический безупорный пакер Д-74



ТатНИПИнефти и УфНИПИнефти. В пакере УфНИПИнефти якорное устройство жестко закреплено на стволе пакера, поэтому после разобщения зоны поглощения и затрубного пространства исследование скважины и изоляционные работы проводятся через штуцер диаметром 35–40 мм. Преимущество пакера УфНИПИнефти – наличие антизатекателей, предотвращающих затекание резины, благодаря чему увеличивается срок службы резиновых элементов пакера.

Гидравлические пакеры. К гидравлическим относятся пакеры, резиновый элемент которых деформируется за счет перепада давления, создаваемого в бурильных трубах нагнетанием бурового раствора. У гидравлического пакера отсутствует упорный механизм, но он снабжен обратным клапаном, который пропускает жидкость под резиновый элемент. Для освобождения пакера с целью его подъема необходимо открыть обратный клапан.

Гидравлический безупорный пакер Д-74. Основными недостатками пакеров многократного действия являются малый диаметр внутреннего канала и наличие штуцеров для создания перепада давления при раскрытии пакера. Кроме этого в надувных гидравлических пакерах быстро выходит из строя резиновый элемент. Отличительная особенность пакера Д-74 – наличие рабочей камеры, отделенной от резинового элемента и штуцера. Последний состоит из поворотных секторов, прикрепленных шарнирно к аксиально-подвижной втулке так, что при движении втулки вниз секторы поворачиваются, освобождая центральный канал.

Пакер (рис. 7.6) состоит из ствола 7, аксиально подвижного патрубка 1, подвижной головки 4 с ограничителем 3, резинового элемента 6, антизатекателей 5, поршня 8 с резиновой манжетой 10, цилиндра 12, упорной втулки 13, башмака 16 и штуцера 15. Поршень 8 в транспортном положении удерживается пружиной 9, а пружина 2 устанавливает в исходное положение весь пакер, собранный на стволе 7 с уплотнительными кольцами 11. Пружинные ножи 14 необходимы для вскрытия полиэтиленовых сосудов с компонентами БСС.

Пакер на бурильных трубах спускают в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах плавно создают давление 5–6 МПа. Под действием давления поршень 8 сжимает пружину 9 и движется вверх, деформируя резиновые элементы. Затем осуществляют плавную посадку бурильных труб на величину, равную рабочему ходу пакера.

Разбуриваемые пакеры

В осложненных условиях проводки глубоких скважин целесообразно применять разбуриваемые пакеры, обеспечивающие наибольшую безопасность проведения изоляционных работ, так как сразу же после продавки тампонажной смеси бурильные трубы отсоединяют от пакера и извлекают на поверхность. В этом случае предотвращается разбавление тампонажной смеси не только в процессе закачки, но и в период ее твердения, так как исключается влияние вышележащих водоносных горизонтов и эффекта поршневания при подъеме бурильного инструмента. Конструкция разбуриваемых пакеров, принцип их работы, а также преимущества и недостатки описаны в ряде работ.

Разбуриваемый пакер РП-4. С целью повысить качество герметизации скважин на больших глубинах, разработана конструкция разбуриваемого

пакера, обеспечивающая при создании давления в бурильных трубах вначале перемещение уплотнительного элемента вниз по стволу скважины, а затем его сжатие (Н.И. Сухенко, В.И. Крылов).

Пакер (рис. 7.7) состоит из ствола 5, соединенного левой резьбой с переводником 1, резинового элемента 6 с двумя неподвижными головками 4 и 12, втулки 10, перекрывающей отверстия 7 в стволе пакера и седла 16. Втулка и седло образуют демпфирующую камеру и удерживаются в стволе пакера штифтами 11 и 15. Отверстия 7 снаружи перекрыты обратным клапаном 8. Детали пакера, кроме переводника, изготавливают из разбурываемого материала.

После спуска пакера до необходимой глубины скважину промывают, и в бурильные трубы сбрасывают шар 13, а затем шар 9. Они перекрывают

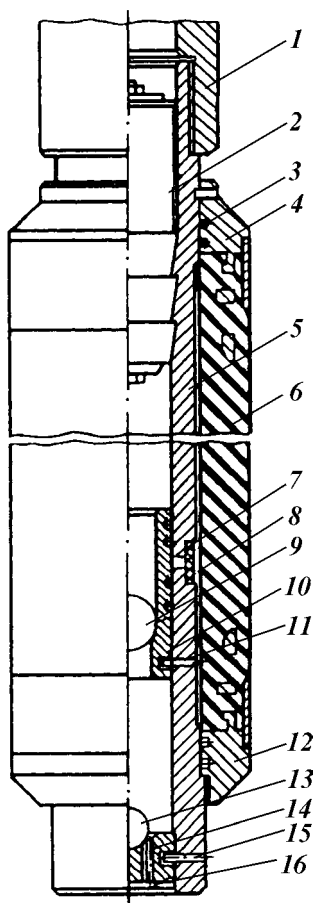


Рис. 7.7. Разбуриваемый пакер РП-4:

1 – переводник; 2 – пробка; 3 – уплотнительное кольцо; 4, 12 – головки; 5 – ствол; 6 – резиновый элемент; 7 – отверстие; 8 – обратный клапан; 9, 13 – шары; 10 – втулка; 11, 15 – штифты; 14 – перепускной канал; 16 – седло

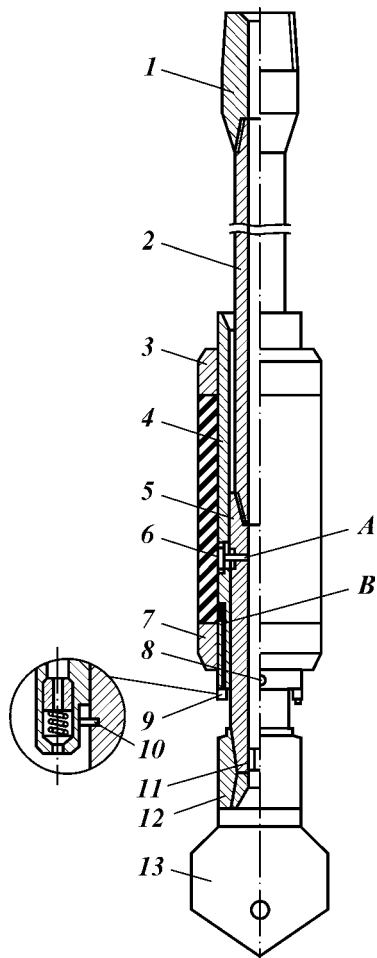


Рис. 7.8. Устройство для цементирования поглощающих пластов

отверстия соответственно в седле 16 и втулке 10. Нагнетанием жидкости в трубах создают давление, под действием которого происходит удлинение бурильной колонны, однако уплотнительный элемент в это время не деформируется, так как отверстие 7 перекрыто втулкой. При определенном давлении штифты 11 срезаются, и втулка 10 благодаря демпфирующей камере плавно перемещается вниз до упора в седло. При этом исключается падение давления над втулкой и сохраняется удлинение бурильных труб. Достигается это за счет наличия в седле перепускных каналов 14 и постепенного выхода из них жидкости, заключенной между втулкой и седлом.

Как только втулка переместится ниже отверстия 7, перепад давления передается через обратный клапан под уплотнительный элемент, который разобщает затрубное пространство. При достижении необходимого перепада давления осуществляют посадку бурильных труб и доводят нагрузку на пакер до 3–5 тс, после чего штифты 15, имеющие сопротивление среза на 15–20 % выше, чем у штифтов 11, срезаются, и седло, втулка и шары падают на забой скважины. Через открытый канал ствола пакера производится необходимый комплекс работ: исследование зоны поглощения, закачка тампонажной смеси и т.д.

Переток жидкости в процессе твердения смеси исключен, так как канал ствола пакера перекрывается продавочной пробкой 2, спускаемой в бурильные трубы перед продавочной жидкостью. При посадке пробки давление в трубах повышается, ее конические резиновые кольца входят в соответствующие протоки внутри ствола пакера, благодаря чему предотвращается движение пробки вверх от действия давления снизу. После посадки пробки бурильные трубы с переводником вращением вправо отсоединяют от пакера, который после затвердения тампонажной смеси разбуривается вместе с цементным мостом.

Применение пакеров при изоляции поглощающих пластов большой мощности или имеющих несколько интервалов поглощения не всегда обеспечивает высокое качество изоляционных работ, что приводит к неоднократным закачкам тампонажной смеси.

Для повышения эффективности изоляционных работ с использованием пакеров разработан способ, заключающийся в том, что тампонажную смесь закачивают непосредственно к подошве зоны поглощения через хвостовик, установленный против поглощающего пласта на всю его мощность и соединенный с пакером с помощью срезаемых шпилек.

Однако способ закачки смеси через хвостовик не позволяет оценить результат заливки без разбуривания цементного моста и, следовательно, решить вопрос о проведении повторной закачки смеси, если первой заливкой зона поглощения не изолирована.

Ниже описывается устройство, которое позволяет многократно цементировать зону поглощения и разбуривать цементный мост без подъема пакера (ТатНИПИнефть).

Общий вид устройства изображен на рис. 7.8. Оно состоит из гидравлического пакера и полого цилиндра 5, к нижнему концу которого с помощью муфты 12 присоединяется долото 13. Пакер включает в себя резиновый элемент с металлическими головками 3 и 7 и корпус 4 с клапанами 6 и 9. Обратный клапан 6 служит для подачи жидкости под резиновый элемент при разобщении скважины, а клапан 9 – для выхода жидкости из-под резинового элемента перед подъемом пакера из скважины. В исходном положении пакер фиксируется на цилиндре с помощью срезаемого штифта 8,

при этом отверстия А в цилиндре и корпусе пакера сообщаются между собой. Цилиндр сверху соединен с трубой 2, а снизу он имеет штуцер 11 для создания необходимого давления при установке пакера в скважине. Устройство соединяется с бурильными трубами посредством переводника 1.

Бурильные трубы с устройством спускают в скважину на такую глубину, чтобы пакер был расположен над кровлей зоны поглощения. При этом необходимо иметь в виду, что верхний конец бурильных труб должен быть соединен с ведущей трубой, причем ее нижняя часть должна входить в ротор для осуществления последующего вращения бурильной колонны при разбуривании цементного моста.

Резиновый элемент в скважине уплотняется давлением бурового раствора, закачиваемого в бурильные трубы. После установки пакера производят посадку бурильной колонны, при этом штифт 8 срезают, и цилиндр вместе с трубами и долотом перемещается вниз. Колонну опускают вниз до посадки переводника 1 на корпус 4, благодаря чему достигается герметизация кольцевого зазора между трубами 2 и корпусом пакера 4. При таком положении устройства цилиндр пакера с долотом должны быть расположены в подошве зоны поглощения или ниже нее, что достигается подбором длины трубы 2.

По окончании подготовительных работ скважина промывается, и в бурильные трубы через ведущую трубу закачивается тампонажная смесь которая, выходя из отверстий долота, заполняет ствол скважины и поглощающие каналы снизу вверх. После продавки смеси бурильная колонна приподнимается настолько, чтобы цилиндр пакера не дошел до корпуса на 20–30 см, и затем скважина промывается для удаления цементного раствора из подпакерной зоны во избежание прихвата инструмента во время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ). После промывки колонна приподнимается в исходное положение, при котором проходной канал корпуса полностью перекрывается цилиндром пакера. Возвращение инструмента в исходное положение фиксируется упором штифта 10 в корпусе пакера 4.

Цементный мост разбуривается вращением колонны бурильных труб ротором, а циркуляция бурового раствора осуществляется по кольцевому зазору между корпусом 4 и трубой 2. После разбуривания цементного моста скважину опрессовывают и, если изоляция зоны поглощения не достигнута, ее вновь цементируют по описанной технологии.

По окончании изоляционных работ инструмент извлекают из скважины. При натяжке бурильных труб штифты 10 срезаются, и муфта 12 верхним торцом упирается в шток клапана 9, сжимая его пружину. Жидкость выходит из-под резинового элемента по каналу В, пакер принимает транспортное положение и поднимается на поверхность.

Таким образом, перемещающийся цилиндр пакера вместе с трубой обеспечивает поступление смеси в зону поглощения снизу вверх, что повышает качество изоляции зоны поглощения, а долото позволяет разбурить цементный мост без подъема пакера из скважины и дополнительного спуска инструмента специально для разбуривания цементного моста.

7.4. ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Газонефтеводопроявления и грифонообразования – это серьезный вид осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, требующих длительных и дорогостоящих ремонтных работ. Бурение, особенно вскрытие продуктивного газового пласта, при некоторых обстоятельствах может привести к значительному поступлению флюида в скважину в процессе бурения и в заколонное пространство после цементирования. В некоторых случаях поступление флюида может перейти в газонефтеводопроявления с последующим развитием в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, наносящие огромный экономический ущерб. Особенно часты они при бурении газовых скважин с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

На ряде месторождений, в особенности с аномально высокими пластовыми давлениями, наблюдаются многочисленные случаи заколонных газонефтепроявлений после цементирования обсадных колонн.

Длительно действующие пропуски газа приводят к насыщению выше лежащих пористых горизонтов.

Значительные затраты средств и времени на ликвидацию фонтанов, грифонов и проявлений могли бы быть значительно снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газонефтепроявлений, их причины, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

При эксплуатации газовых, газонефтяных, газоконденсатных и нефтяных месторождений часто наблюдаются случаи скопления газа между кондуктором (или промежуточной колонной) и эксплуатационной колонной.

Пути движения газа в эксплуатирующихся скважинах в основном те же, что и при цементировании или ОЗЦ скважин, выходящих из бурения. Правда, в первом случае можно было бы отметить и появление нарушений колонны вследствие их коррозии и разрушения цементного камня под действием суффозии и пластовых вод.

ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ, ПРИЗНАКИ ПРОЯВЛЕНИЙ

При бурении глубоких скважин нельзя исключить возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), которые являются одним из самых распространенных видов осложнений. ГНВП нередко заканчиваются нерегулируемыми фонтанами пластовых флюидов, что часто приводит к гибели скважин и оборудования, а также потерям углеводородного сырья.

Проникновение газа в буровой раствор вызывает изменение его свойств. Вязкость и статическое напряжение сдвига буровых (глинистых) растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину приводит к падению плотности буровых растворов.

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть заметны в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления «неустойчивого равновесия» возможен выброс с последующей работой пласта без противоаварийного давления.

Отмечены случаи газирования бурового (глинистого) раствора во вре-

мя остановок скважины без промывки в течение более 1 ч, а также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме инструмента.

Для предупреждения ГНВП повышают плотность бурового раствора из расчета, что давление его столба должно быть выше пластового. Нижний предел превышения забойным давлением пластового ограничен техническими нормами, а верхний — нет. Опасаясь ГНВП, буровики, как правило, стараются не рисковать и чрезмерно утяжеляют буровой раствор. Принятие таких мер при проводке скважин приводит к снижению скорости их бурения, росту опасности возникновения прихватов бурильной колонны, поглощениям бурового раствора, закупорке коллекторов и, как следствие, к снижению эффективности геолого-поисковых и буровых работ, повышению их стоимости и другим негативным явлениям.

Поступление пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида.

Практикой бурения установлены следующие признаки газонефтеводопроявлений:

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в емкостях циркуляционной системы;

- повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;

- уменьшение против расчетного объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны;

- увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны;

- повышение газосодержания в буровом растворе;

- возрастание механической скорости бурения;

- изменение показателей свойств бурового раствора;

- изменение давления на буровых насосах.

Последние три признака могут возникать не только в результате проявлений, но и по другим косвенным причинам.

Устойчивое самопроизвольное увеличение механической скорости может служить признаком углубления скважины в зону АВПД с постоянным нарастанием порового давления в проходимых глинистых породах.

Резкое увеличение механической скорости, так называемый «скачок проходки», в переходной зоне свидетельствует, как правило, о быстром возрастании аномальности давления на забое. Такая ситуация может возникнуть в случае небольшой толщины переходной зоны, при непосредственной близости пластов-коллекторов с высоким давлением флюидов или в результате внедрения долота в высоконапорную залежь.

«Скачок проходки» при бурении следует рассматривать как признак возможного проявления. Такой подход оправдал себя во многих случаях как самая ранняя реакция на неуравновешенность давления на забое скважины.

Увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях является прямым признаком притока в скважину пластового флюида.

Наиболее совершенные измерительные системы контролируют объем

(уровень) в приемных емкостях насосов и общий объем бурового раствора в запасных емкостях показывающими приборами с одновременной регистрацией. В аварийных ситуациях предусмотрена звуковая и световая сигнализация.

Минимальный объем флюида $\Delta V_{\min}$ (в м^3), поступившего в скважину, который может быть зафиксирован устройствами измерения уровня, определяется равенством

$$\Delta V_{\min} = \varepsilon S.$$

где ε – абсолютная погрешность датчика уровнемера; S – площадь поверхности жидкости в приемных емкостях.

Точность реакции уровнемера, таким образом, зависит как от его чувствительности, как и от площади измеряемого уровня жидкости. Посредством изменения площади поверхности раствора можно менять минимальное значение регистрируемого объема проявления, как это показано на рис. 7.9. График построен с учетом применения в циркуляционной системе стандартных блоков емкостей с площадью 20 м^2 . Из графика можно видеть, что выключение из циркуляции отдельных приемных емкостей равнозначно повышению эффективности уровнемера. Переключение блоков площадью 40 м^2 на блок 20 м^2 (выключение одной из двух используемых емкостей) равнозначно увеличению реакции устройства в 2 раза, а отключение одной из трех используемых при циркуляции емкостей эквивалентно повышению чувствительности системы в 1,5 раза.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида:

изолируют приемную емкость, через которую ведется циркуляция, от других;

уменьшают поверхность приемной емкости установкой перегородки;

устанавливают исходный уровень бурового раствора после возобновления круговой циркуляции;

корректируют положение исходного уровня с учетом объема введенных добавок при обработке и утяжелении бурового раствора, интенсивного выпадения осадков или потерь раствора при его очистке и испарении;

переключают насосы, приемную емкость, перераспределяют объемы бурового раствора только с ведома бурильщика;

останавливают процесс бурения для выполнения указанных работ, если бурят в отложениях, содержащих сероводород.

Разность объемных скоростей на входе и выходе из скважины измеряется дифференциальными расходомерами. На практике расход (скорость) выходящего потока бурового раствора контролируют с помощью индикатора потока, позволяю-

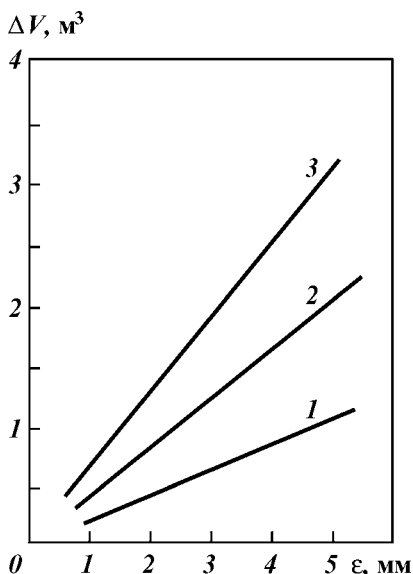


Рис. 7.9. Влияние площади S уровня жидкости и чувствительности уровня ε на регистрируемый минимальный объем ΔV проявления:
1 – $S = 20 \text{ м}^2$; 2 – $S = 40 \text{ м}^2$; 3 – $S = 60 \text{ м}^2$

щего обнаружить начавшееся проявление при превышении расхода на выходе на 10 % и более.

Результаты измерения расхода потока на выходе необходимо сопоставить с данными измерений уровня приемных емкостей, поскольку повышение расхода раствора приводит к увеличению уровня в емкостях.

Условие обнаружения проявления с помощью расходомера может быть записано в виде

$$\Delta Q_{\min} = \delta Q_{\max}/100,$$

где δ – относительная приведенная погрешность прибора, %; $Q_{\max}$ – максимальный расход раствора, л/с.

Эффективность обнаружения газопроявлений расходомером существенно зависит от подачи насосов. С увеличением подачи время обнаружения проявления при одном и том же притоке газа в скважину сокращается в соответствии с равенством

$$\Delta Q_2 = n \Delta Q_1,$$

где ΔQ_1 , ΔQ_2 – приращение расхода на выходе в некоторый момент соответственно при первой и второй подаче насоса, превышающей первую в n раз.

Насыщение бурового раствора газом может происходить по различным причинам – как связанным, так и не связанным с недоуравновешенностью пластового давления в скважине.

При увеличении в буровом растворе содержания газа выше фонового следует принять меры по его дегазации и выявить причины его поступления.

Глины переходной зоны часто загазованы, и их разбуривание сопровождается поступлением в раствор газа. При этом газ может поступать как из выбуренной породы, так и из приствольной части массива, если в нем имеются пропластки повышенной песчанистости, линзы песка и другие локальные литологические разности, способные содержать флюиды под высоким давлением.

Признак проявления, т.е. поступления газа из окружающих пород вследствие недостатка противодействия со стороны скважины, – продолжающееся газирование раствора во время промывки после прекращения бурения. Кроме того, в этом случае наблюдается повышение газосодержания раствора в забойных пачках при прекращении циркуляции, например, для наращивания бурильной колонны. Это объясняется снижением давления на газифицирующий пласт и увеличением времени газирования забойной порции раствора. Такое присутствие газа не требует немедленного утяжеления бурового раствора.

Газ может поступать в раствор вместе с выбуренной породой при проходке газонасыщенных пластов и наличии запаса противодействия. В этом случае остановка бурения приводит к прекращению поступления газа в циркулирующий буровой раствор.

Часто выход газированного раствора наблюдается при восстановлении циркуляции после проведения спускоподъемных операций. Причиной этого могут служить чрезмерное снижение давления во время подъема бурильной колонны и физико-химические превращения в буровом растворе, приводящие к поступлению определенного объема газа в скважину.

Наличие газа только в забойной пачке, наблюдаемое после спуска буровой колонны и промывки, обычно не приводит к выбросу. Однако в случае снижения давления в буровых трубах и расщепления бурового раствора вымывать газовую пачку следует при закрытом устье через регулируемый дроссель.

Если отмечается поступление газа в буровой раствор, то содержание его должно постоянно контролироваться. Для этого могут быть использованы станции контроля за бурением или газокаротажные станции.

Плотность пластовых флюидов, поступающих во время проявления в скважину, ниже плотности бурового раствора. В связи с этим существовавший ранее баланс давлений в кольцевом пространстве и буровых трубах нарушается. Особенно это характерно для газопроявлений. Но поскольку кольцевое пространство и буровые трубы представляют систему сообщающихся сосудов, то происходит новое перераспределение давлений за счет снижения давления на буровых насосах.

Если в скважину поступил газ, то по мере его подъема высота столба увеличивается в результате расширения и давление на насосах постоянно снижается. Снижение давления в случае поступления большой массы газа может быть существенным.

При высоких значениях пластового давления и продуктивности пласта возможно не снижение, а повышение давления в буровых трубах. Повышение давления в этих случаях возникает непосредственно в момент притока флюида и обусловлено быстрым изменением забойных условий и ростом гидродинамических сопротивлений в затрубном пространстве. Отмечается связь между увеличением давления на стояке в начальные моменты выброса и его интенсивностью.

Известно, что большинство газонефтеводопроявлений и выбросов связано со спускоподъемными операциями, во время которых снижается давление на забой и становится возможным поступление пластовых флюидов в скважину.

Во время подъема буровой колонны забойное давление уменьшается в результате снижения уровня бурового раствора в скважине и колебаний гидродинамического давления, вызываемого движением труб.

Поступление флюида из пласта в процессе спускоподъемных операций своевременно обнаруживается при постоянном контроле за уровнем раствора в скважине, объемом доливаемого и вытесняемого бурового раствора в сопоставлении с объемом поднятых или спущенных труб.

Проявление, начавшееся в процессе подъема буровой колонны, распознается по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в скважину, по сравнению с объемом металла буровых труб, извлекаемых из скважины, и объемом бурового раствора, остающегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если для очистки труб не используют обтиратеры, то следует учитывать и объем пленки на наружной поверхности труб. Не допускается уменьшение объема доливаемой жидкости по сравнению с контрольным более чем на 1 м^3 .

В процессе спуска буровой или обсадной колонны признак проявления – увеличение объема бурового раствора в приемной емкости против расчетного объема вытеснения. Если вытесняемый объем превышает расчетный и в скважине не прекращается перелив, то это свидетельствует о поступлении пластового флюида в ствол скважины. Объем вытесняемой жидкости при спуске труб можно контролировать по объему бурового рас-

твор в одной из приемных емкостей (остальные должны быть отключены от желобной системы). Увеличение объема в приемной емкости на 1 м^3 по сравнению с контрольным объемом указывает на начало проявления. Объем вытесняемой жидкости сверяется с контрольным после спуска каждой десяти свечей.

При поступлении пластового флюида в ствол бурящейся скважины происходит изменение показателей свойств бурового раствора: плотности, водоотдачи, вязкости, статического и динамического напряжения сдвига, удельного сопротивления, концентрации хлоридов и др. Следует иметь в виду, что причиной отклонения свойств буровых растворов от заданных значений могут быть и другие факторы. Поэтому более достоверно судить о проявлении можно по изменению нескольких показателей одновременно.

Причины поступления пластовых флюидов в скважину при бурении

В процессе проводки скважины пластовые флюиды постоянно поступают в скважину, в том числе при превышении забойным давлением $p_{\text{заб}}$ пластового $p_{\text{пл}}$. Систематизация причин ГНВП представлена на рис. 7.10.

Причинами поступления пластовых флюидов в скважину могут являться: капиллярный переток; переток за счет осмоса; поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой; гравитационное замещение; диффузия газа; контракционный и фильтрационно-депресссионный эффекты.

Капиллярный переток. Обусловлен капиллярным противотоком при поступлении фильтрата раствора в пласт. Однако поступление флюидов в скважину за счет капиллярного перетока столь незначительно, что не может быть замечено. Кроме того, переток может возникнуть при наличии поровых каналов диаметром до 1 мкм, капиллярное давление в которых способно вытеснить нефть или газ из пласта в скважину. В каналах большего диаметра капиллярные силы слишком малы, и флюиды оттесняются по ним фильтратом бурового раствора в глубь пласта.

Переток за счет осмоса. При осмотическом перетоке флюидов через полупроницаемую перегородку (в данном случае – фильтрационная корка) не происходит существенного накопления пластового флюида в стволе скважины, которое могло бы быть замечено на поверхности.

Поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой. Когда буровой раствор попадает на свежую поверхность породы, только что вскрытой долотом, то за тот короткий промежуток, за которым следует новый срез породы долотом, фильтрат бурового раствора не успевает вытеснить пластовые флюиды из открывшихся пор и трещин и протолкнуть их в пласт. Таким образом, обломки выбуренной породы, выносимые раствором на поверхность, содержат пластовые флюиды.

В результате многочисленных наблюдений установлено, что при разбуривании газосодержащих пород повышение механической скорости проходки приводит к увеличению содержания газа в буровом растворе. Каких-либо признаков поступления жидких флюидов вместе с выбуренной породой практически не отмечено.

Содержание газа в буровом растворе C (в %) может быть рассчитано по формуле

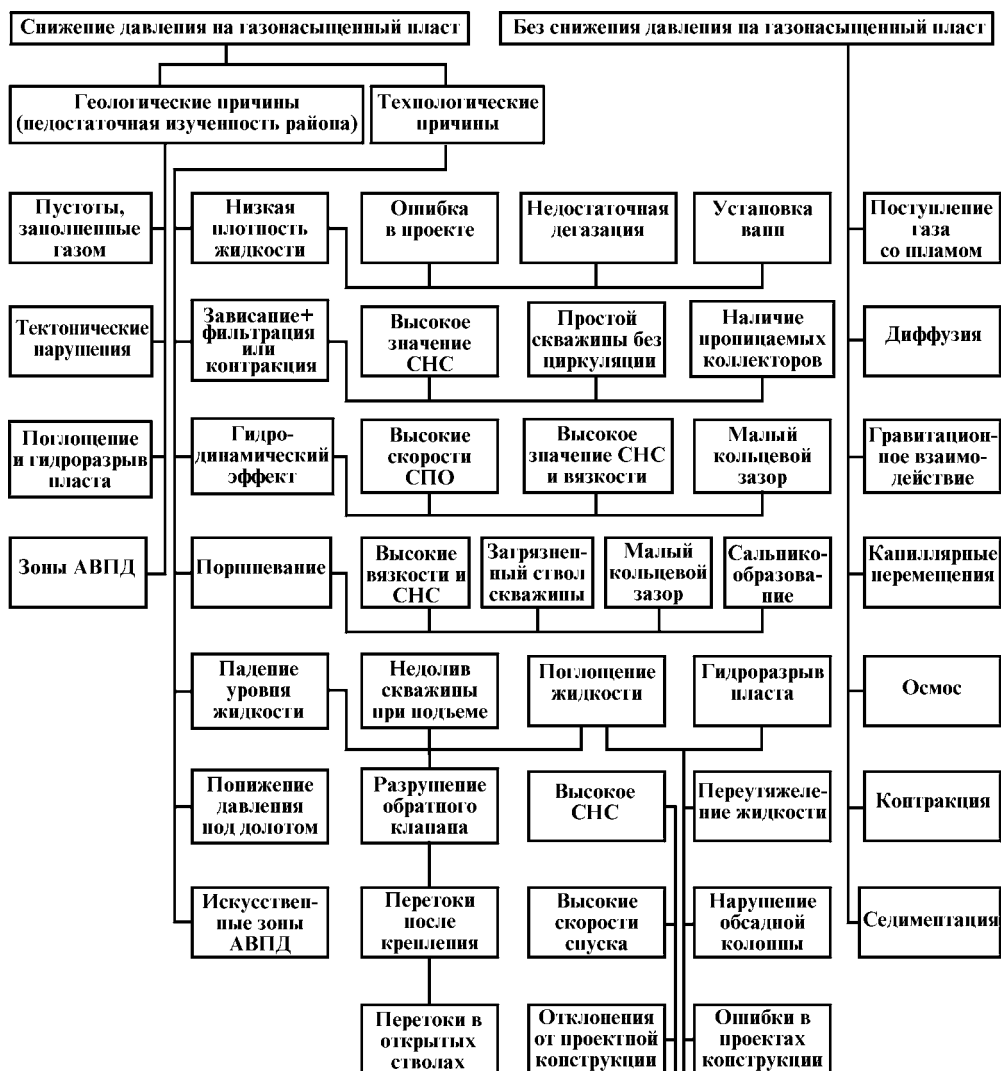


Рис. 7.10. Систематизация причин газонефтепроявлений при бурении скважин

$$C = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_{заб}}{4 Q p_y},$$

где v_m – механическая скорость проходки, м/с; D – диаметр скважины, м; C_1 – содержание газа в породе, %; $p_{заб}$, p_y – соответственно забойное и устьевое давления, МПа; Q – объемная скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м³/с.

Гравитационное замещение. Гравитационное замещение бурового раствора пластовыми флюидами возможно только при наличии в породе вертикальных трещин с раскрытием более 2 мм. Кроме того, такое замещение происходит при равенстве забойного и пластового давлений.

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьезным видом осложнений.

Условия, способствующие проникновению флюидов в заколонное пространство, изучены недостаточно, недостаточно выяснены и причины этого явления, а отдельные толкования подчас противоречивы.

В межколонном пространстве газ может появиться вследствие нарушений герметичности колонны и устьевого узла (колонной головки, места ее соединения со сгонным патрубком и т.д.) или во время процесса формирования цементного камня в затрубном пространстве (загустевания, схватывания и твердения раствора – камня). Отмечаются следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в заколонном пространстве после цементирования: по каналам из-за негерметичности резьбовых соединений; по каналам из-за негерметичности соединения частей колонной головки; по нарушениям целостности обсадных колонн; по каналам при негерметичном цементном камне.

Природа заколонных проявлений после цементирования обсадных колонн экспериментально пока еще слабо изучена и известны только попытки ее объяснения на основе общих представлений и промыслового материала.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ожидания затвердения цементного раствора и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

Данные практики показывают, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него значительно чаще проявляются там, где обращается недостаточное внимание на технологию цементирования, где применяют только чистый цемент, где наряду с недостаточным вытеснением бурового раствора обеспечиваются большие высоты подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных обстоятельствах значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и шлакопесчаных растворов, при расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечении проведения определенного комплекса цементировочных работ и т.д.

Резюмируя существующие мнения о путях движения газа в заколонном пространстве скважины, можно выделить следующие места возникновения потенциальных каналов.

1. Трещины и перематости пород (в первую очередь, при возникновении грифонов).

2. Участки, заполненные невытесненным буровым раствором с последующим разрушением последнего.

3. Участки стенок скважины, где осталась сформированная глинистая корка с последующим ее разрушением.

4. Зазоры, возникающие на границах обсадная колонна – цементный камень и цементный камень – стенка скважины в результате выделившейся из цементного раствора воды (с последующим ее поглощением твердеющим цементным раствором).

5. Щель, заполненная водой на границе между глинистой коркой (бу-

ровым раствором) и цементным раствором (камнем), возникшая в результате их синерезиса.

6. Каналы, образованные поднимающимся по цементному раствору газом.

7. Капилляры, пронизывающие схватившийся, но еще не затвердевший цементный раствор и образованные в результате наличия в нем избыточной воды (по сравнению с необходимым ее количеством для химического процесса соединения цемента с водой). Проницаемость цементного камня.

8. Каналы, образовавшиеся в цементном растворе в результате водоотделения на контакте с другими поверхностями или в его массе.

9. Трещины в цементном камне.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 7.11).

При составлении классификации учитывалось, что некоторые факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классифицирующим группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, потому что некоторые из них, как отмечают исследователи и производственники, играют некоторую роль в газопроявлениях.

В основу классификации взято разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп: 1) геологические; 2) технические; 3) технологические; 4) физико-химические; 5) механические.

Данная градация охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердения с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления должны выполняться два условия:

наличие перепада давления (в случае газа – обязательно) и возможность образования канала для движения газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов (см. рис. 7.11) необходимы анализ и оценка их приоритетности в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

Следствием движения газа (реже нефти или воды) в заколонном пространстве скважин являются выходы его на поверхность в некотором отдалении от устья. Это грифоны. Грифоны – весьма серьезное осложнение, нередко переходящее в аварию. Из земли выходит флюид, выбрасываются куски породы, выделяется значительное количество газа, нефти, воды. Спустя определенное время некоторые грифоны прекращают свое существование, другие же, наоборот, активизируются и функционируют долго. Чаще грифоны возникают при бурении и после крепления скважин, реже при эксплуатации, при стабильных режимах работы.

Основная причина возникновения грифонов – прорыв флюида на дневную поверхность: накопление флюида, в первую очередь, газа в заколонном или межколонном пространстве (между промежуточной и эксплуатационной колоннами); наличие путей поступления флюида к месту накопления (или транзитного движения) – негерметично зацементированное заколонное пространство; пропуски резьбовых соединений; протертости кондуктора (и) или колонны; наличие в верхней части разреза малоуплотненных пород, пород, дезинтегрированных сетью трещин, сообщающихся с

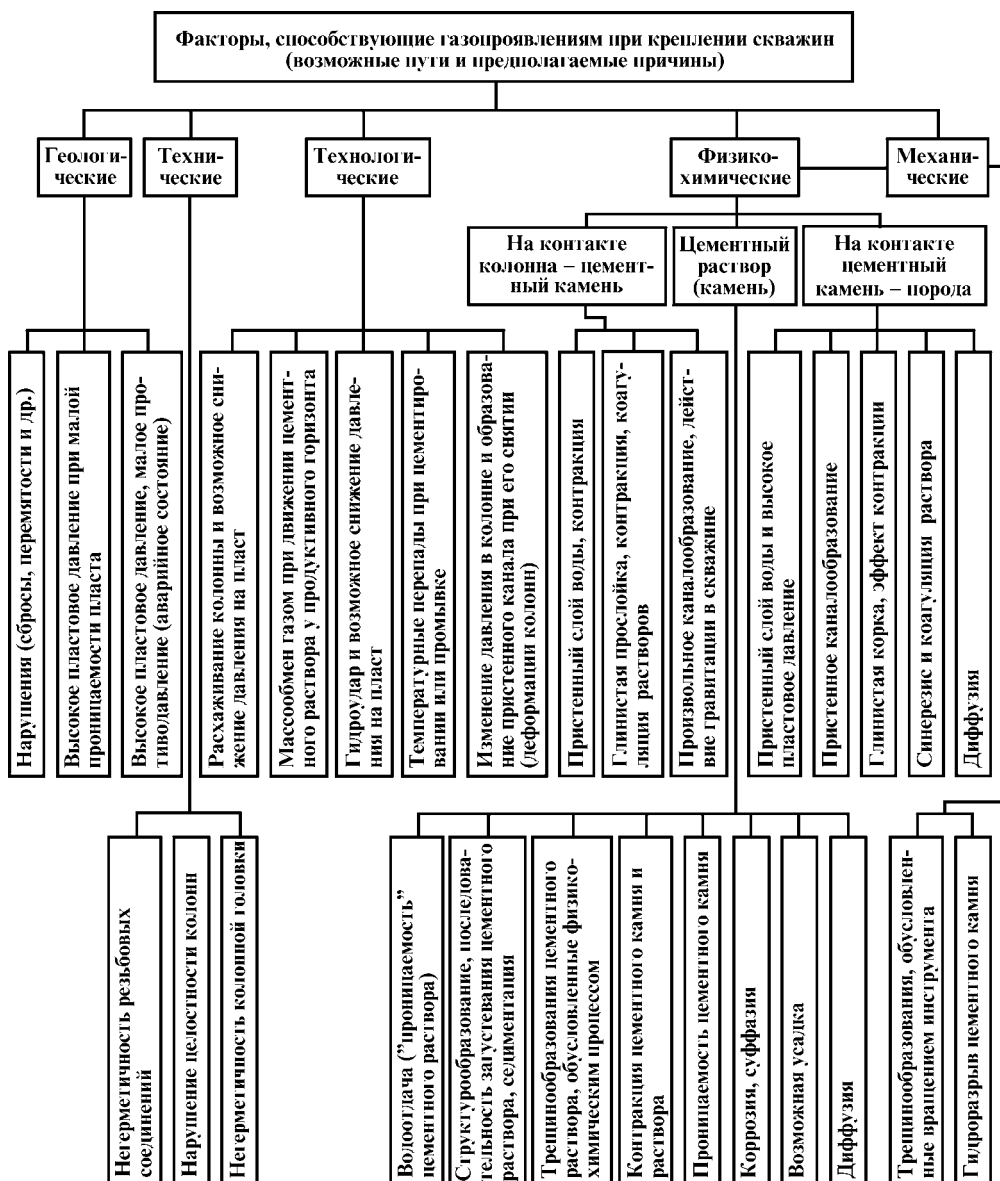


Рис. 7.11. Схема классификации газопроявлений при креплении скважины

поверхностью; пересечение скважиной плоскости тектонического нарушения, выходящей на поверхность.

7.5. ПРИХВАТЫ, ЗАТЯЖКИ И ПОСАДКИ КОЛОННЫ ТРУБ

Одним из самых распространенных серьезных и дорогостоящих видов осложнений при проводке скважин, иногда оканчивающихся ликви-

дацией скважины или бурением нового ствола, являются прихваты колонн бурильных и (или) обсадных труб. Как правило, прихватам предшествуют затяжки бурового инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием бурильного инструмента в желоба, им же образованные и ликвидируемые без остановки технологического процесса.

Природа прихватов различна, поэтому и методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику.

На возникновение прихватов колонн труб оказывает влияние множество факторов, дифференцировать которые с целью оценки их влияния трудно.

Можно схематично разделить действующие при прихвате колонн труб силы на силы механического прижатия труб к стенке скважины, связанные с действием перепада давления и горизонтальной составляющей веса колонны труб, и адгезионные силы взаимодействия, зависящие от свойств фильтрационной корки, состояния контактной зоны и условий среды. Эти силы действуют совместно. В зависимости от условий в скважине их соотношение меняется.

Природа прихватов колонн труб

Прихватом следует считать процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности материала (стали).

Наибольшее распространение прихваты имеют в юго-западных и южных районах СНГ, что вызвано наличием сложных горно-геологических условий, значительными глубинами скважин и необходимостью преодоления встречающихся при этом различных осложнений процесса их сооружения. Для юго-западных районов характерны прихваты, вызываемые действием повышенного перепада давления, а для северо-восточных районов – в результате заклинивания труб в суженной части ствола из-за нарушения режима промывки (сальникообразования, оседания частиц шлама и др.).

Большинство отечественных и зарубежных исследователей считает, что основная причина прихватов заключается в действии перепада давления и гидростатического давления, адгезионных сил и заклинивания долота в нерасширенных и суженных участках ствола скважин, а также заклинивание колонны труб вследствие скопления в стволе шлама в результате недостаточной промывки.

На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость), контактирующих с бурильным инструментом.

Значение силы трения покоя между глинистой коркой и металлической трубой зависит от количества прокачиваемой жидкости. При структурном режиме течения жидкости увеличение подачи насоса приводит к уменьшению силы трения вследствие интенсивного размыва рыхлого слоя корки, прилегающего к трубе, и в результате к уменьшению площади контакта между трубой и коркой. При турбулентном режиме течения увеличение расхода прокачиваемой жидкости вызывает повышение гидродинамического давления, следовательно, и перепада давления, а также силы трения.

Увеличение содержания утяжелителя приводит к возрастанию коэффициента трения, а профилактические добавки нефти к буровому раствору в несколько раз снижают коэффициент трения и уменьшают связанность частиц в глинистой корке.

Однако нефть при высоких температурах и давлениях теряет свои смазочные свойства. В этих условиях предпочтительнее использовать смазки на основе окисленного петролатума, жирных кислот, смеси гудронов, а также натуральных жиров. Более эффективно (для снижения коэффициента трения) совместное использование смазочных и поверхностно-активных веществ.

На возникновение прихватов под действием перепада давления существенно влияют структурно-механические свойства буровых растворов. Однако регулирование этих свойств не всегда помогает предотвратить прихваты инструмента, находящегося без движения в интервале залегания хорошо проницаемых пород.

С увеличением глубины бурения скважин (с соответствующим повышением температур и давления) значительно возрастает опасность прихватов, вызванных действием перепада давления, особенно в тех районах бурения, где применяют утяжеленные буровые растворы.

Установлено, что при перепаде 10 МПа сила прихвата зависит не только от перепада, но и от значения депрессии в зоне контакта инструмента и корки. Значение депрессии тем выше, чем больше уменьшается проницаемость глинистой корки. Когда сжатая часть корки непроницаема, инструмент прижимается к ней с силой, равной произведению перепада давления в зоне контакта на его площадь. Изменение проницаемости корки зависит от качества бурового раствора, степени его утяжеления, химической обработки и прочности структуры корки; при перепаде давления 16 МПа корка интенсивно формируется в течение первых 20–30 мин, когда скорость фильтрации максимальна. Сила прихвата при больших перепадах давления пропорциональна значению перепада давления. Коэффициент трения в паре диск — корка не зависит от перепада давления (нагрузки на диск) и изменяется в пределах 0,009–0,023 в соответствии с типом раствора. Кроме сил трения, как указывалось, на прихваты влияют и адгезионные силы. Увеличение диаметра применяемого бурильного инструмента приводит к повышению силы прихвата вследствие роста площади контакта труб с коркой, а также интенсивного нарастания корки вне зоны контакта.

Измерения показателей адгезионных и фрикционных свойств корок (по отношению к стали труб) при заданном перепаде давления показали, что сдвиг стали по корке происходит не по поверхности контакта, а в слое корки — вблизи этой поверхности. При перепаде давления до 2 МПа силы сдвига возрастают пропорционально перепаду давления, а при 3–4 МПа — эта зависимость нарушается в результате упрочнения корки. Дальнейший рост перепада давления не увеличивает сил сдвига. При исследовании сил прилипания установлено, что они интенсивно возрастают в первые 30–40 мин контакта, а затем стабилизируются.

Таким образом, согласно существующим в настоящее время мнениям, причина явлений, приводящих к прихвату труб при бурении скважин, — действие перепада давления. Однако при прочих равных условиях в возникновении прихвата существенную роль играют и физико-механические свойства фильтрационных корок, с которыми соприкасается бурильный инструмент при прихвате.

Действие других факторов (температура, противодействие, качество смазочной добавки к буровому раствору, искривление ствола скважины, тип бурового раствора, проницаемость породы и фильтрационной корки, характер циркуляции) или не исследовали, или исследовали недостаточно, хотя в возникновении прихватов они (в ряде случаев) играют решающую роль.

Значительный объем исследований проведен А.К. Самотеем.

К наиболее распространенным прихватам он относит:

у стенки скважины под действием перепада давления;

вследствие заклинивания низа колонн при их движении в скважине;

в результате желобообразования;

вследствие сальникообразования;

из-за нарушения устойчивого состояния пород;

вследствие заклинивания колонн посторонними предметами;

вследствие нарушения режима промывки;

по причине заклинивания породоразрушающего инструмента;

испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения.

Способы ликвидации прихватов очень разнообразны. В южных районах страны с помощью установки нефтяных ванн ликвидируют 40–80 % прихватов, возникших вследствие действия перепада давления, и 20–40 % прихватов, возникших в результате заклинивания колонн в суженной части ствола скважины. Ликвидировать прихваты, возникшие вследствие обвала пород, чрезвычайно трудно, и они часто переходят в категорию аварий, так как приходится или фрезеровать прихваченную часть колонны, или устанавливать цементный мост и забуривать новый ствол.

Способы предупреждения и ликвидации прихватов

Профилактика предусматривает: использование рациональных конструкций скважин; применение буровых растворов, свойства которых способствуют предупреждению прихвата колонны и обеспечению устойчивого состояния пород, слагающих стенку скважин; нормирование превышения гидростатического давления над пластовым, недопущение непланируемого искривления ствола скважины; предупреждение образования желобов и ликвидацию желобных выработок; применение противоприхватных компоновок низа буровых колонн; использование специальных приспособлений и устройств, предупреждающих заклинивание колонны труб в скважине в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наименьшая вероятность прихвата у инструментов, имеющих меньший диаметр и длину (центратор, наддолотный калибратор, пакеры и др.).

При выборе рациональной конструкции скважины необходимо строго придерживаться следующих основных требований: не допускать совместное вскрытие горизонтов с различными градиентами пластовых давлений; своевременно перекрывать опасный участок ствола промежуточной колонной или хвостовиком. Нарушение этих требований приводит к возникновению прихватов под действием перепада давления, ликвидация которых на большой глубине не всегда возможна.

Способствуют устранению осложнений, приводящих к прихватам, и многокомпонентные буровые растворы, сохраняющие устойчивость пород, слагающих стенку скважин. Рекомендовано: предупреждать термическую и термосолевую деструкции бурового раствора, кольматировать высокопро-

нищаемые породы, уменьшать колебания гидродинамического давления, формировать тонкую эластичную фильтрационную корку с низкими показателями фрикционных свойств и улучшать буримость пород.

Проблема сохранения устойчивости пород, слагающих стенки скважин, пока еще не полностью решена.

Применение известковых, гипсовых, малосиликатных с полимерными добавками при минимальной водоотдаче, с добавками поваренной соли и хлористого кальция, эмульсионных высокополимерных на неводной основе буровых растворов дает удовлетворительные результаты только в некоторых условиях, так как причины разупрочнения пород неодинаковы.

Противоприхватными свойствами обладают буровые растворы на углеводородной основе и обращенные эмульсии. Применение таких растворов благоприятствует улучшению буримости пород. Однако высокая стоимость, сложность регулирования их свойств в условиях высоких температур и давлений при агрессивной среде, дефицитность некоторых компонентов, повышенная пожароопасность сдерживают широкое использование этих буровых растворов.

Одна из наиболее сложных проблем при бурении – предотвращение коагуляции буровых растворов под действием высоких температур, сопровождающаяся ростом водоотдачи и интенсивным структурообразованием, что повышает прихватоопасность.

Осложнения в скважинах, вызываемые термоокислительной деструкцией бурового раствора и являющиеся потенциально возможными причинами прихвата, удается предотвратить обработкой бурового раствора специальными термостойкими защитными реагентами. Считается, что УЩР и КССБ термостойки при отсутствии солевой агрессии. Крахмал и КМЦ термостойки до температуры соответственно 100 и 120–150 °С (КМЦ – в зависимости от степени полимеризации). Акриловые сополимеры термостойки при более высоких температурах, что позволяет иметь низкую водоотдачу солевых растворов при температуре 180–200 °С, пресных – до 250 °С (гипан, метас). Однако до сих пор для условий полиминеральной агрессии и высокой температуре (200–300 °С) проблема регулирования свойств бурового раствора остается нерешенной.

Предотвратить прихваты в интервалах залеганий проницаемых пород можно их кольматацией, так как существующие механические и физико-химические способы кольматации просты и с успехом применяются в различных условиях (М.Р. Мавлютов).

Время выравнивания давления в пристволенной зоне и фильтрационной корке до значения гидростатического, при прочих равных условиях, зависит от проницаемости пласта и заполняющего его флюида. По мере увеличения степени кольматации проницаемых пород процесс выравнивания давления интенсифицируется, и вероятность возникновения прихвата в кольматированном участке ствола при действии гидростатического давления резко уменьшается. При создании больших гидростатических давлений значительно возрастает опасность возникновения прихвата. Так, ранее пробуренный участок ствола скважины, представленный проницаемыми породами, становится прихватоопасным с увеличением перепада давления, вызванного необходимостью повышения гидростатического давления для предупреждения возникновения нефте-, газо-, водопроявлений или обвалобразований.

Свойства бурового раствора не должны способствовать возникнове-

нию больших колебаний гидродинамического давления в стволе скважины в процессе циркуляции, при ее восстановлении и спускоподъемных операциях. Для этого реологические свойства буровых растворов должны быть по возможности минимальными и регулируемыми с помощью реагентов – понизителей вязкости и структурообразователей.

На возникновение прихватов в значительной степени влияют структурно-механические свойства фильтрационных пород (адгезионная способность, сопротивление сдвигу, прочность), зависящие от содержания твердой фазы в буровом растворе и ее состава, вида химической обработки и смазочной способности раствора.

Фрикционные свойства фильтрационных корок снижают применением высококачественных глинопорошков и утяжелителей, улучшением очистки раствора. Фильтрационные корки должны быть тонкими, эластичными, мало- или непроницаемыми, с минимальными силами адгезии и коэффициентом трения.

Наименьшими показателями фрикционных свойств обладают фильтрационные корки, образовавшиеся из растворов, содержащих нефтепродукты с длинными углеводородными цепями (окисленный петролатум, синтетические жирные кислоты и т.п.).

Самая распространенная смазочная добавка на промыслах в настоящее время – сырая нефть, рациональное содержание которой в буровом растворе в зависимости от его плотности и температуры окружающей среды колеблется в пределах 10–18 %. Расчеты показывают, что в зависимости от геолого-технических условий бурения расход нефти для предупреждения прихватов составляет 0,05–0,10 т на 1 м проходки.

Эффективность применения нефти как смазочной добавки при высокой температуре резко снижается, поэтому целесообразнее использовать другие, менее дорогие и более эффективные продукты, например смеси гудронов (СГ), омыленные жирные кислоты (ОЖК), поверхностно-активные вещества.

Строгие требования должны предъявляться к выполнению условия нормирования превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

Как правило, вероятность возникновения прихватов возрастает с увеличением произвольного искривления скважины. Характер искривления скважин, бурящихся в различных геолого-технических условиях, различен и зависит от совместного действия многих факторов. Используются жесткие компоновки низа бурильных колонн и регулирование осевых нагрузок на долото в зависимости от угла падения пластов и перемежаемости пород по твердости; внедряется контроль за искривлением скважин; применяются для бурения скважин большого диаметра реактивно-турбинный способ бурения (РТБ) и долотный бур (БД). Следует обратить особое внимание на возможность увеличения прихватов в горизонтальной бурении.

Наиболее серьезные осложнения, наблюдаемые при проводке скважин (особенно искривленных и наклонно направленных), – затяжки и посадки бурильного инструмента в участках ствола с желобными выработками, которые важно своевременно обнаружить и нейтрализовать.

Желобообразование можно обнаружить и оценить профилометрией, а нейтрализовать – проработкой его интервалов специальными компоновками бурильного инструмента и взрывом в них гибких торпед. Для профилометрии зон желобообразования необходим надежный многоточечный (шес-

ти-, восьми-) профилемер, позволяющий также исследовать азимутальное развитие желобных выработок в стволе скважины.

Как эффективные мероприятия для предупреждения прихватов можно использовать уменьшение фактической площади контакта труб со стенкой скважины, достигаемое в результате применения центрирующих приспособлений, УБТ профильного сечения, квадратных УБТ со смещенными гранями и т.д.

Около 50 % прихватов происходят вследствие заклинивания труб в результате огромной силы инерции колонны, предотвратить которую при высоких скоростях движения бурильного инструмента практически невозможно, так как бурильщик реагирует на появление затяжки или посадки только через 5–7 с после ее возникновения. Для торможения требуется 10–15 с, а общее время, в течение которого низ бурильной колонны взаимодействует со стенками скважины в момент посадки или затяжки, доходит до 25–30 с. Причем значение затяжки порой превышает допустимое, а значение посадки достигает веса бурильного инструмента. Для предотвращения заклинивания бурильной колонны необходимо четко контролировать нагрузки при спуске, подъеме, вращении и экстренно останавливать колонну при появлении малейших дополнительных сил сопротивления.

Для ликвидации прихватов широко применяются жидкостные ванны с применением в качестве рабочих агентов нефти, воды, кислот, щелочей, а также их комбинаций. Однако наиболее эффективны нефтяные ванны с использованием ПАВ, например с дисольваном. Механизм действия химически малоактивных веществ (нефть, вода) до конца не изучен. Видимо, наряду с проникновением этих веществ в зону контакта труб с породой или с фильтрационной коркой, сопровождающимся смачиванием и смазыванием трущихся пар, происходят эрозия фильтрационных корок, образование в корках каналов, способствующих сообщению скважины с пластом и выравниванию давлений, повышение пластового давления в пристволенной зоне скважины вследствие фильтрации нефти и воды в пласт при определенных условиях, в результате уменьшается перепад давления, действующий в зоне прихвата. Явления на границе сред металл – фильтрационная корка или порода, рабочий агент ванны – буровой раствор – стенка скважины – металл изучены недостаточно.

Для предупреждения миграции агентов ванн из зоны прихвата применяются буферные жидкости. Растворы, содержащие макромолекулярные соединения, обладают хорошо регулируемыми структурно-механическими свойствами (путем изменения концентрации полимера и подбора растворителей и разбавителей). Фильтратоотделение таких растворов крайне мало, несмещение их с буровым раствором и агентом ванны выгодно отличает их от других разделителей. При необходимости плотность жидкости, используемой в качестве буферной, может быть доведена до требуемых значений. Среди композиций указанных жидкостей в первую очередь могут найти широкое применение: а) раствор натурального каучука (НК) концентрацией 0,3–3,0 % в предельных углеводородах (бензине, керосине, дизельном топливе); б) раствор синтетических каучуков (СК) концентрацией 0,5–5,0 % в предельных или ароматических углеводородах (дизельном топливе, ароматизированном газоконденсате, сланцевом конденсате, ксилолах и др.); в) раствор полистирола концентрацией 0,2–3,0 % в ароматических углеводородах; г) растворы поливинилацетата в простых и сложных эфирах.

С точки зрения экономичности наиболее целесообразно применение растворов НК и СК, приготовляемых из соответствующих латексов.

Причинами безрезультатной установки ванн являются: несоответствие их виду прихвата; несоблюдение определенной технологически необходимой и достаточной последовательности проведения работ; значительная задержка во времени после возникновения прихвата; недостаточно выбранный объем рабочего агента для полного перекрытия зоны прихвата, уменьшения перепада давления и проведения необходимого цикла работ, непринятие мер по предупреждению миграции рабочего агента из зоны прихвата; смешивания его с буровым раствором, а также флокуляции барита в растворе.

Взрыв (в сочетании с прихватоопределителями) также можно рекомендовать для ликвидации прихватов, причем наиболее эффективно немедленное его использование с целью встряхивания колонны труб (применяют гибкие торпеды) и ликвидации заклинивания долота (применяют фугасные торпеды).

Для ликвидации прихватов используют гидроимпульсный способ, при котором реализуется эффект упругих колебаний колонны труб и жидкости при резком снятии предварительно созданных в них напряжений вследствие избыточного давления внутри колонны труб.

Этот способ наиболее эффективен для устранения прихватов, вызванных действием перепада давления, а также сальников и осыпей пород, реже – желобообразованием.

Ликвидация прихватов

Действия исполнителя при ликвидации прихвата базируются на совокупности накопленного им опыта и имеющейся информации о причине происшедшего прихвата и заключаются в выборе наиболее эффективного способа для конкретного случая и последовательном применении или чередовании различных способов.

Согласно существующим представлениям о причинах прихватов выделяются три основные категории прихватов (по терминологии теории статистических решений – «состояние природы»): θ_1 – прихват под действием перепада давления; θ_2 – заклинивание (в том числе при спусках-подъемах, вращениях, в желобных выработках); θ_3 – прихват вследствие сужения поперечного сечения ствола скважины (при обваливании пород, сальникообразовании, оседании утяжелителя, шлама, течении высокопластичных пород и т.д.).

Результативность известных способов ликвидации прихватов во многом определяется «состоянием природы». Так, использование ванн наиболее результативно при ликвидации прихватов, происшедших под действием перепада давления, а устройства импульсного воздействия (яссы, вибраторы) наиболее эффективны при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием. Существующие способы ликвидации прихватов классифицируются по четырем группам (по терминологии теории статистических решений – «действия»): a_1 – установка ванны; a_2 – механическое, гидромеханическое и другие виды импульсных воздействий; a_3 – обурирование труб; a_4 – установка моста и забурирование нового ствола.

Критерием оценки сравнительной эффективности способов принимается время T , затраченное на ликвидацию прихвата, которое определяется

с учетом проведения необходимых операций при производстве работ (расхаживание и определение зоны прихвата, подготовка агента ванны, его закачивание и продавливание, время воздействия или сборка ясса, отвинчивание и подъем свободной части колонны, спуск ясса, соединение с прихваченными трубами, промывка, работа яссом и т.д.).

Расхаживание прихваченной колонны

Расхаживание (натяжение и посадка) колонны труб и отбивка ее ротором не считаются самостоятельным методом освобождения прихваченной колонны, за исключением некоторых легких случаев прихватов. Способ расхаживания и значения нагрузок зависят от вида прихвата.

В случае прихвата под действием перепада давления необходимо производить расхаживание с помощью талевой системы и отбивание ротором при максимально допустимых для данных условий нагрузках и числах оборотов. Если в течение 30 мин интенсивного расхаживания инструмент освободить не удалось, необходимо снизить нагрузку до значения, не превышающего 15 % веса свободной части инструмента, чтобы не допустить расширения зоны прихвата вверх по стволу. Расхаживание должно быть непрерывным.

При освобождении инструмента, прихваченного вследствие сальникообразования, расхаживание ведется таким образом, чтобы не допустить уплотнения сальника чрезмерной посадкой и особенно натяжкой колонны труб или гидравлическим давлением при интенсивном восстановлении циркуляции. Натяжка при расхаживании не должна превышать 100 кН (при условии непревышения давления при промывке). Если колонна труб движется в ограниченных пределах, бурильщик обязан повернуть ее ротором и продолжать вращение на первой скорости, а также попытаться восстановить циркуляцию и промыть скважину. Дальнейшие работы должны проводиться под руководством бурового мастера и мастера или инженера по сложным работам.

Если прихват труб произошел вследствие обвалообразования, оседания шлама, утяжелителя или заклинивания в желобе, освободить их расхаживанием не удастся. Поэтому в этих случаях колонну труб необходимо расхаживать с нагрузками, не превышающими вес ее свободной части.

При расхаживании следует строго руководствоваться прочностными характеристиками бурильных труб. В отдельных случаях допускается расхаживать колонну труб с обеспечением запаса прочности 1,3, но при этом необходимо тщательно проверить индикатор веса, талевую систему, подъемные механизмы, тормозную систему, вышку, фундаменты.

Установка жидкостных ванн

Необходимость установки ванн определяется на основе тщательного изучения характера прихвата, установления вероятностных причин его возникновения с учетом выбора способа ликвидации прихвата.

Применение ванн как способа ликвидации прихвата – наиболее распространенный и действенный метод. Однако нередко он оказывается безрезультатным вследствие того, что: при выборе метода ликвидации прихвата не учитывают вероятные причины его возникновения; не соблюдают определенную, технологически необходимую и достаточную последова-

тельность производства работ; ведут его со значительной задержкой во времени после возникновения прихвата; выбирают объем агента недостаточный для полного перекрытия зоны прихвата, снижения перепада давления и производства необходимого цикла работ; не принимают меры, предупреждающие самопроизвольное перемещение агентов ванны из зоны прихвата и их смешение с буровым раствором в скважине, а также флокуляцию частиц утяжелителя и выпадение его в осадок; агент выбирают без учета физико-механических свойств и физико-химической активности в определенных геолого-технических условиях.

Когда инструмент, находясь в интервалах, представленных проницаемыми отложениями, оказывается без движения и соприкасается со стенкой скважины, он начинает вдавливаясь в глинистую корку и вытеснять из-под себя глинистый раствор и неплотные слои корки. Глубина внедрения инструмента в корку будет зависеть от значения начальных прижимающих сил и от вращения неподвижного контакта. Чем выше проницаемость глинистой корки и породы, тем быстрее протекает этот процесс. Этим объясняется тот факт, что прихваты быстрее происходят в свежескрытых интервалах проницаемых пластов, где глинистая корка не успевает уплотниться и имеет высокую проницаемость.

В качестве агентов ванны могут быть использованы нефть, вода, кислоты, щелочи и другие продукты. Однако наиболее распространенным и эффективным агентом является нефть, в связи с чем методику установки жидкостных ванн целесообразно показать на примере применения нефти.

Метод установки нефтяных ванн наиболее эффективен при ликвидации прихватов, происшедших в интервалах проницаемых пород, вызванных действием перепада давления, и не рекомендуется при ликвидации прихватов, происшедших вследствие заклинивания труб посторонними предметами или обрушившейся горной породой, в желобных выработках, в суженной части ствола скважины или в нарушенной обсадной колонне.

Нефтяная ванна должна быть установлена сразу же после возникновения прихвата.

Для установки ванны рекомендуется использовать безводную высокоподвижную малопарафинистую нефть малой плотности. Для повышения поверхностной активности в нее добавляются ПАВ (дисольван, сульфолон, НЧК ОП-10) 1–2 % объема ванны, для равномерного распределения в нефти они перемешиваются. При вскрытии высокопроницаемых пластов и возникновении прихватов для установки ванн можно использовать окисленный петролатум или СМАД-1. Объем нефти для ванны определяют из расчета максимально допустимого снижения перепада давления в зоне прихвата или перекрытия ею верхней границы на 50–100 м.

В случаях ликвидации прихватов в районах с малоизученными геологическими условиями (когда пластовое давление неизвестно) или при предварительном снижении плотности промывочной жидкости в скважине до минимально допустимой объем нефти для ванны определяется по формуле

$$Q = 0,785(K_2^2 D^2 - d_{\text{н}}^2)(H + h) + 0,785 d_{\text{в}}^2 h,$$

где Q – объем нефти для ванны, м³; K – коэффициент кавернозности ствола в зоне прихвата; D – диаметр долота, м; $d_{\text{н}}$, $d_{\text{в}}$ – диаметр бурильных труб соответственно наружный и внутренний, м; H – интервал прихваченного

участка колонны, м; h – расчетная высота подъема нефти выше верхней точки в бурильных трубах, м.

После определения объема нефти проводится проверочный подсчет гидростатического давления в стволе скважины на момент максимального облегчения столба жидкости, чтобы не допустить нефте-, газопроявлений. Гидростатическое давление не должно превышать пластовое в скважинах глубиной до 1200 м на 10–15 %, глубиной более 1200 м на 5–10 %.

Нефть в трубах и затрубном пространстве распределяется исходя из конкретного состояния скважины и необходимой частоты восстановления циркуляции (во избежание ее потери), а также общего времени действия ванны. В общем случае объем избыточной нефти в бурильных трубах Q (в м^3) может быть определен из выражения

$$Q = n g T,$$

где n – число операций по восстановлению циркуляции; g – объем прокачиваемой жидкости за одну операцию, м^3 ; T – время продавливания нефти в затрубное пространство, ч.

Для предупреждения самопроизвольного вертикального перемещения нефти по стволу скважины и увеличения времени действия агента ванны в зоне прихвата перед нагнетанием нефти и продавочной жидкости необходимо закачать порцию буферной жидкости для заполнения 150–200 м затрубного и трубного пространства.

Буферная жидкость готовится из применяемого бурового раствора путем его обработки реагентами-структурообразователями до получения максимально возможных значений вязкости и статического напряжения сдвига. Водоотдача жидкости буферной пачки не должна превышать водоотдачу промывочной жидкости в скважине.

В местах смешения с буровым раствором буферная жидкость не должна вызывать его коагуляцию. В качестве реагентов-структурообразователей рекомендуется применять: при температуре до 100 °С – крахмал, 100–150 °С – КМЦ, более 150 °С – метас с каустической содой. В каждом конкретном случае рецептура для получения буферной жидкости подбирается лабораторией промывочных жидкостей.

Потребный объем продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$ (в м^3) определяется по формуле

$$V_{\text{пр}} = 0,785[d^2(L - h_{\text{н}} - h_{\text{б}})],$$

где d – внутренний диаметр бурильных труб, м; L – глубина скважины от устья до места расположения долота, м; $h_{\text{н}}$, $h_{\text{б}}$ – соответственно высота нефти и буферной жидкости в трубах, м.

Установка нефтяных ванн производится, как правило, через заливочную головку, имеющую не менее двух отводов, оборудованных трехходовыми кранами высокого давления. Колонна бурильных труб частично разгружается и подвешивается на роторе.

Заливочная головка обвязывается с цементирующими агрегатами двумя и более раздельно идущими к ней нагнетательными линиями, опрессованными на требуемое давление. Для проведения работ по установке ванн в сложных геологических условиях или на больших глубинах (в зависимости от конкретной ситуации района) используется не менее двух цементирующих агрегатов. Кроме того, в систему обвязки вводятся два агрегата, готовые в любой момент включиться в работу.

Агенты ванны нагнетаются в скважину цементирующими агрегатами в следующей последовательности: буферная жидкость – нефть – буферная жидкость – продавочная жидкость при максимально возможной подаче агрегатов, при этом скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать это значение в процессе бурения данного интервала.

Максимальное ожидаемое давление при установке ванны наблюдается к моменту начала выхода нефти из труб

$$p_{\max} = gL(\rho_p - \rho_n) + p,$$

где ρ_p , ρ_n – плотность соответственно бурового раствора и нефти; p – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкостей в трубах и затрубном пространстве.

Значение $p_{\max}$ ограничивается внутренним давлением, при котором проведена опрессовка бурильной колонны на максимальное рабочее давление. При превышении давления в процессе продавливания сверх максимально ожидаемого необходимо уменьшить скорость закачивания продавочной жидкости во избежание нарушения герметичности и целостности колонны бурильных труб и элементов обвязки. После закачивания продавочной жидкости краны на заливной головке закрываются, и (в зависимости от причины прихвата) колонна разгружается на определенную часть ее веса или оставляется под натяжкой на талевой системе.

После установки ванны колонна труб расхаживается во избежание распространения зоны прихвата. Периодичность профилактических расхаживаний устанавливается в зависимости от конкретных геолого-физических условий, но не менее двух раз в 1 ч.

К расхаживанию для освобождения инструмента приступают через 4–6 ч действия ванны (с учетом конкретной ситуации).

Через каждый час после начала расхаживания проверяется наличие сифона в трубах, и часть нефти из труб (порциями по 0,5–0,7 м³) продавливается в затрубное пространство. Периодичность продавливания определяется конкретными условиями в скважине.

После ликвидации прихвата проводятся промывка с вымывом нефти на устье, подъем колонны труб из скважины с тщательной проверкой их качества, включая дефектоскопию, и последующая проработка ствола в осложненном интервале.

Вымытая из скважины нефть сохраняется и может быть использована при установках последующих ванн.

Если в течение 12–16 ч после установки ванны прихват ликвидировать не удалось, циркуляцию восстанавливают, скважину промывают, выравнивают параметры бурового раствора и повторно устанавливают нефтяную ванну. Число ванн определяется конкретными условиями района, однако устанавливать более трех-четырех ванн не рекомендуется.

В случае прихвата труб в карбонатных и глинистых отложениях необходимо в качестве агента ванны применять кислоту. Используются техническая соляная кислота 8–14%-ной концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, а также 15–20%-ной соляной и 40%-ной плавиковой кислот, причем соотношение компонентов смеси подбирается опытным путем исходя из условия активного действия смеси кислот на образцы пород.

Для уменьшения вредного влияния кислоты на бурильные трубы и оборудование следует применять ингибиторы коррозии.

Практика показывает, что около 80 % прихватов, происшедших под действием перепада давления, ликвидируются установкой нефтяных ванн. Разумеется эффект действия ванны зависит от своевременности ее установки.

Другое важное обстоятельство – время воздействия агента ванны в зоне прихвата. Анализом промысловых данных (по Краснодарскому краю) установили, что 75 % прихватов ликвидируются при действии агентов ванны в течение 4 ч.

Время действия ванны, после которого инструмент освобождается, зависит также от перепада давления, вызвавшего прихват инструмента.

Установлено, что в большинстве случаев эффективны ванны из легких нефтей с добавками дисольвана до 1 %.

В качестве буферной жидкости используется вода, закачиваемая из расчета заполнения не менее чем 50 м высоты затрубного пространства и бурильных труб.

Использование взрывного способа для ликвидации прихватов

Взрыв при ликвидации прихвата осуществляется для «встряхи-вания» инструмента; отвинчивания колонны; обрыва труб с целью освободить свободную часть колонны.

«Встряхивание» целесообразно проводить в тех случаях, когда прошло незначительное время от начала возникновения прихвата и когда предполагаемая длина прихваченной зоны может быть перекрыта общей длиной торпеды.

При отвинчивании колонны с использованием взрыва в большинстве случаев удастся освободить весь инструмент или большую его часть путем многократного отвинчивания в сочетании с промывкой инструмента и скважины через разъединенную колонну труб. Обрыв труб применяется тогда, когда другие методы ликвидации аварии оказываются безуспешными или их применение экономически невыгодно.

Работы по торпедированию труб и выбор зарядов торпед для различных целей проводятся в строгом соответствии с «Инструкцией по освобождению прихваченного бурильного инструмента торпедированием».

При «встряхивании» труб выполняются следующие операции:

производится расхаживание труб, а если не потеряна циркуляция, то и промывка скважины;

определяется зона прихвата;

собирается торпеда заданной длины, спускается в скважину и устанавливается против всей зоны прихвата или над долотом при его заклинивании;

проводится натяг труб с максимально допустимой силой и крутящим моментом;

осуществляется взрыв;

поднимается колонна труб (в случае необходимости проводится ее расхаживание).

При отвинчивании труб необходимо:

провести расхаживание и, если не потеряна циркуляция, промыть скважину;

закрепить резьбовые соединения бурильных труб;

наметить место отворота труб и разгрузить резьбовое соединение, намеченное для отвинчивания, от веса верхней части колонны (место отворота выбирается в устойчивой части разреза в интервале отсутствия каверн);

посадить натянутую колонну труб на трубные клинья, чтобы предотвратить ее смещение относительно стола ротора;

приложить к колонне труб обратный впадающий момент (против часовой стрелки), равный $1/3$, но не более $1/2$ закручивающего момента, и застопорить колонну;

опустить торпеду ТДШ, установить ее в намеченном интервале и взорвать;

поднять из скважины кабель с остовом торпеды, грузом и головкой или держателем;

расстопорить ротор и приступить к развинчиванию труб.

При отвинчивании последовательно выполняются следующие дополнительные операции:

промывается затрубное пространство через разъединенную колонну труб без ее подъема или, если не удастся возобновить циркуляцию, с подъемом одной или нескольких труб;

колонна свинчивается;

снова определяется верхняя граница прихвата;

проводятся все операции по отвинчиванию на глубине, где прибором определена граница прихвата;

после разъединения колонны труб на новой глубине все операции повторяются (промывка, отвинчивание, определение верхней границы прихвата, новое отвинчивание на большей глубине) до тех пор, пока не будет освобожден весь инструмент или большая его часть;

при опасности увеличения зоны прихвата за счет прижатия труб под действием перепада давления производится расхаживание инструмента, оставленного без движения.

Работы по отвинчиванию могут проводиться в комплексе с обуриванием прихваченной колонны труб.

Работы по обрыву труб выполняются в следующем порядке:

трубы расхаживаются, а если не потеряна циркуляция, то скважину промывают;

определяется верхняя граница прихвата;

торпеда собирается, спускается в скважину и устанавливается в заданном интервале (желательно против резьбового соединения);

осуществляется натяг с максимально допустимой нагрузкой;

взрывается торпеда;

из скважины поднимаются кабель, груз и колонна труб, иногда после предварительного расхаживания и промывки.

Гидроимпульсный способ ликвидации прихватов

Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления, заклиниванием колонн в желобных выработках или обломках породы. Необходимым условием при этом является нахождение нижней части колонны буровых труб на некотором расстоянии от забоя скважины, исходя из предположения, что ликвидация прихвата труб будет осуществляться методом сбивания колонны труб вниз.

Применение ГИС при отсутствии циркуляции допускается в случае, если прекращение движения жидкости вызвано частичным заполнением нижней колонны труб осадком шлама.

Способ основан на реализации эффекта разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, заполняющей полость труб.

Для создания указанных напряжений воздействуют на перекрытый верхний конец бурильных труб давлением жидкости, возникающим в полости труб после замещения находящегося в колонне бурового раствора другой жидкостью, например водой. Возникающий при этом перепад давления

$$\Delta p = gH (\rho_1 - \rho_2),$$

где H – глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне; ρ_1, ρ_2 – плотность жидкости соответственно в затрубном пространстве и трубах.

Перепад давления, действуя на верхний закрытый конец бурильных труб, создает растягивающую нагрузку и соответственно растягивающие напряжения материала труб. При резком снятии возникших напряжений в скважине произойдут следующие процессы:

продвижение колонны в сторону забоя;

снижение давления в трубах и затрубном пространстве и, как следствие, переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы со значительной начальной скоростью, приводящей к эрозии фильтрационной корки и осадков;

кратковременное снижение перепада давления в зоне прихвата вследствие понижения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

При отсутствии положительного эффекта через 30 последовательных импульсов дальнейшие работы ГИС прекращаются.

Ограничениями к применению ГИС являются:

недостаточная плотность бурового раствора в скважине ($\rho \leq 1,35 \text{ г/см}^3$);

негерметичность колонны труб;

осложненность ствола скважины (осыпи, обвалы, зашламленность и т.п.).

Применение ударных устройств

Ясс ударный (табл. 7.5) предназначен для освобождения прихваченной бурильной колонны приложением к ней ударных нагрузок при расхаживании. Ясс ударный (рис. 7.12) состоит из корпуса и шпинделя.

Таблица 7.5

Техническая характеристика ударных яссов

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободного хода ясса, мм	Присоединительные резьбы		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУ-235	235	75	2000	3-171	3-147	7200	1220
ЯУ-215	215	75	2000	3-171	3-147	7200	1185
ЯУ-190	190	75	2000	3-147	3-147	6600	1040
ЯУ-170	170	75	2000	3-147	3-147	6550	770

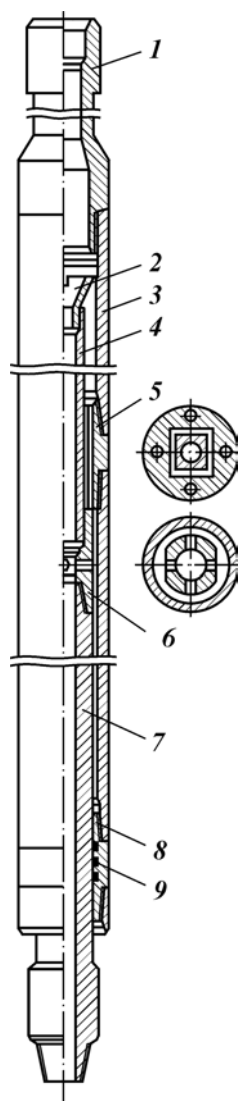
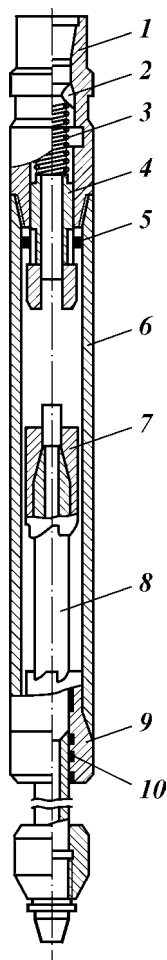


Рис. 7.12. Ясс ударный

Рис. 7.13. Ясс ударно-вибрацион-ный



Корпус скомпонован из переводника 1, двух кожухов 3, муфты соединительной 5 и нижней муфты 8, в которой помещены самоуплотняющиеся манжеты 9.

Шпиндель состоит из квадратной штанги 4, головки 6 и направляющей трубы 7. На верхний конец квадратной штанги накинута воронка 2 для направления груза ДТШ. Двухметровый свободный ход ясса предотвращает распространение над ним прихвата.

При расхаживании колонны бурильных труб в яссах ЯУ-235 и ЯУ-215 удары сверху вниз наносятся соединительной муфтой корпуса по верхнему торцу головки, а удары снизу вверх — по нижнему торцу головки нижней муфтой корпуса ясса. В яссах ЯУ-190 и ЯУ-170 удары сверху вниз осуществляются по кольцевому выступу направляющей трубы, а снизу вверх — по

нижнему торцу головки нижней муфтой. При вращении инструмента крутящий момент передается прихваченной колонне через соединительную муфту и квадратную штангу.

Ясс ударно-вибрационный (табл. 7.6) предназначен для освобождения прихваченной колонны бурильных труб осевыми ударами, направленными сверху вниз, или же путем создания вибрации в колонне вращением бурильных труб под натяжением. Ясс ударно-вибрационный (рис. 7.13) состоит из корпуса и шпиндельной части. Корпус соединяется с колонной бурильных труб при спуске в скважину с помощью переводника 1 и служит для нанесения ударов ударником 9, а также для создания вибрации при вращении инструмента под натяжением с помощью наклонных кулачков ударника. В переводнике смонтированы кольцо 2, пружина 3, муфта отбойная 4 с квадратным сечением направляющей хвостовой части. Продольное перемещение отбойной муфты ограничивается двумя винтами 5, расположенными в нижней части переводника. Переводник и ударник соединены кожухом 6. Шпиндельная часть служит для захвата свободного конца прихваченной колонны с помощью ниппельного конца или навернутого на него ловильного инструмента (метчика, колокола, седла, калибра и т.д.) и состоит из шпинделя 8 и закрепленных на нем головки 7 и наковальни 10. Головка имеет на одном торце прямые, а на другом наклонные кулачки. Для исключения возможного самоотвинчивания головки при левом вращении инструмента она соединяется штифтом со шпинделем. Уплотнение зазоров между корпусом и шпинделем достигается V-образными резиновыми манжетами.

Ясс спускается в скважину на бурильных трубах. При достижении яссом прихваченной части колонны его шпиндель упирается в торец колонны, и при дальнейшем опускании ясс выбирает свой свободный ход. Последующее вращение бурильной колонны вызывает под действием пружины зацепление кулачков отбойной муфты с кулачками головки, после чего вращение колонны передается шпинделю, что способствует захвату конца прихваченной колонны. Убедившись в надежном соединении с прихваченной колонной труб (по показаниям манометра и индикатора веса), приступают к освобождению инструмента нанесением ударов ударником по наковальне. Удары создаются частичным весом инструмента при расхаживании или создании вибрационной нагрузки при вращении колонны под натяжением.

Устройство УЛП-190-1 конструкции б. ВНИИКРнефти предназначено для ликвидации прихватов нанесением по прихваченной части ударов, направленных сверху вниз или снизу вверх.

Таблица 7.6

Техническая характеристика ударно-вибрационных яссов

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободного хода ясса, мм	Присоединительные резьбы		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУВ-235	235	75	2000	3-147	3-147	3890	795
ЯУВ-215	215	75	2000	3-147	3-147	3750	675
ЯУВ-190	190	75	2000	3-147	3-121	3670	515
ЯУВ-170	170	75	3000	3-121	3-121	4560	470
ЯУВ-127	127	40	3000	3-101	3-101	4380	260

Техническая характеристика УЛП-190-1

Наружный диаметр корпуса, мм	178
Длина, мм	1900
Статическая растягивающая нагрузка, тс	150
Допустимая рабочая нагрузка, тс.....	70
Ударная нагрузка, т.....	До 300
Диаметр промывочного канала, мм	56

Устройство (рис. 7.14) состоит из корпуса 4 и стержня 5, на котором находятся кулачки 3, имеющие на боковой поверхности зубчатые элементы, входящие в зацепление с ответными зубчатыми элементами на корпусе. На стержне установлен уплотнительный манжет 2, поджатый гайкой 1. Для соединения с трубами или ловильным инструментом устройство снабжено резьбами 3-147 и 3-121 (ГОСТ 5286-58). Сквозь стержень проходит отверстие для промывки и пропуска торпеды.

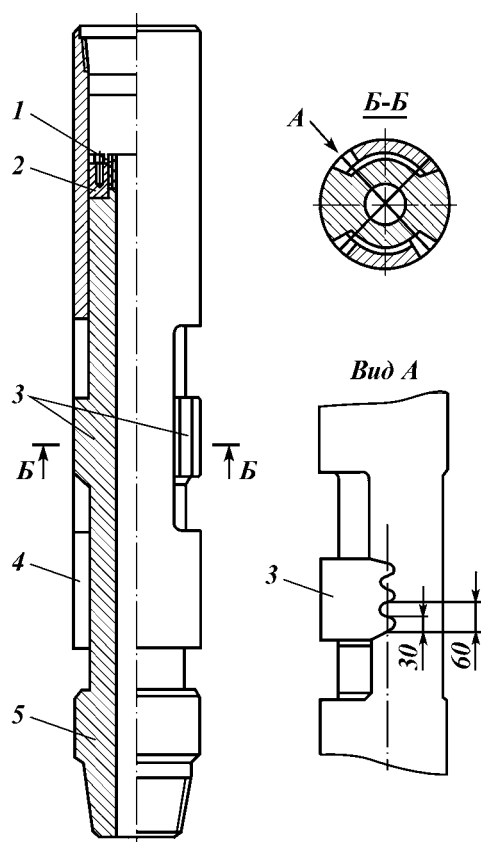


Рис. 7.14. Устройство УЛП-190-1

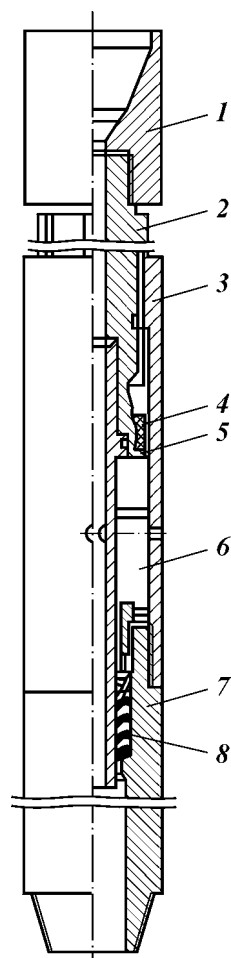


Рис. 7.15. Схема гидравлического ясса открытого типа ЯГ

Принцип работы устройства основан на нанесении ударов по прихваченному инструменту и создании осевых нагрузок на него при выходе зубчатых секторов из зацепления. Удары наносятся сверху или снизу в зависимости от необходимости проведения определенных технологических операций.

Операции по ликвидации прихватов с помощью УЛП-190-1 проводятся в соответствии со специальной инструкцией.

Гидравлические устройства

К числу гидромеханических устройств ударного действия относятся гидравлические яссы открытого типа ЯГ-146, ЯГ-95 (табл. 7.7), выпускаемые серийно с комплектами испытателей пластов КИИ2М-146 и КИИ2М-95, и яссы закрытого типа ЯГЗ-146, ЯГЗ-127 (табл. 7.8), разработанные в СевКавНИПИнефти.

Принцип работы этих яссов заключается в передаче прихваченной части колонны осевых ударных нагрузок, направленных вверх. Для удара используется энергия деформации, накопленная при растяжении свободной части колонны бурильных труб.

На рис. 7.15 показана схема ясса ЯГ-146, состоящего из корпуса 3, внутри которого размещен грузовой шток 2, находящийся в постоянном шлицевом зацеплении с корпусом нижнего штока 6, проходящего через двухстороннее манжетное уплотнение 8. Между выступами штоков 2 и 6 установлены седло 5 и резиновая уплотнительная втулка 4. Сверху на грузовой шток 2 навинчен переводник 1, а снизу в корпус 3 – переводник 7. При передаче растягивающей нагрузки подвижные детали перемещаются вверх, а резиновая втулка 4 плотно садится на уплотнительный корпус седла 5, благодаря чему образуется замкнутая атмосферная камера между уплотнительными манжетами 8 и конусом. С этого момента детали могут пе-

Таблица 7.7

Техническая характеристика яссов открытого типа

Показатель	ЯГ-146	ЯГ1-146	ЯГ-95
Наружный диаметр, мм	146	146	95
Длина в растянутом положении, мм	1608	1230	1270
Свободный ход, мм	320	220	230
Гидравлически не уравновешенная площадь, см ²	96	58	38
Концевые резьбы	3-121	3-121	3-76
Масса, кг	147	128	58

Таблица 7.8

Техническая характеристика яссов закрытого типа

Показатель	ЯГЗ-146	ЯГЗ-127
Наружный диаметр, мм	146	127
Длина, мм	1730	1730
Рабочий ход, мм	230	220
Допустимая растягивающая нагрузка, тс	70	50
Допустимая сжимающая нагрузка, тс	28	20
Максимальная температура, °С	200	200
Максимальный перепад давления, удерживаемый уплотнителем, МПа	45	45
Размер концевых резьб	3-121	3-101
Масса, кг	135	119

ремещаться вверх при условии приложения растягивающей силы, большей, чем произведение гидравлически не уравновешенной площади на гидростатическое давление столба бурового раствора, заполняющего скважину. Эта сила для яссов ЯГ-146, ЯГ1-146 и ЯГ-95 составляет соответственно $9,6 \cdot 10^6$; $5,8 \cdot 10^4$ и $3,8 \cdot 10^4$ Н на 10 МПа гидростатического давления.

При натяжении колонны бурильных труб, превышающем силу, необходимую для растяжения ясса, шток ясса начинает перемещаться вверх относительно корпуса. В момент, когда резиновая втулка окажется выше радиальных отверстий в корпусе, давление под резиновой втулкой станет равным гидростатическому, поэтому сопротивление движению исчезнет и подвижные детали под действием энергии упругого растяжения колонны бурильных труб резко переместятся вверх, нанося удар по уплотненной верхней части корпуса в направлении снизу вверх. Если при этом прихваченная часть инструмента не освободилась, то ясс сжимают повторно с последующим натяжением колонны труб.

Таким образом, ясс обеспечивает создание серии ударов, значение которых, при прочих равных условиях, зависит от натяжения и жесткости колонны бурильных труб и может в 3–4 раза превышать силы растяжения. Например, при скорости подъема 22 см/с сила удара может достигать 20–40 тс.

В некоторых случаях максимальная растягивающая сила, передаваемая на ясс, может быть ограничена прочностью бурильных труб, что сокращает область применения ясса на глубине скважины 3–4 тыс. м.

Основной недостаток гидравлических яссов открытого типа заключается в том, что тормозная камера сообщается с затрубным пространством и заполнена буровым раствором, поступающим из скважины. Вследствие этого эффективность работы таких устройств существенно зависит от значения гидростатического давления в зонах их установки и качества бурового раствора.

Яссы закрытого типа более эффективны, так как тормозная камера у них заполнена вязким маслом и герметично изолирована от внешней среды. Благодаря этому исключается заклинивание штока шламом, а значение нагрузки, создаваемой в яссе, не зависит от гидростатического давления в скважине. Кроме того, заполнение тормозной камеры маслом различной вязкости дает возможность выбирать необходимое значение удара.

Эти особенности конструкции и принципа действия расширяют пределы работы ясса по давлению в скважине и способствуют увеличению надежности его работы.

На рис. 7.16 приведена схема ясса закрытого типа ЯГЗ-127, корпус которого состоит из переводника 1, кожуха 8 и переводника 10, соединенных на металлических резьбах. В корпусе размещены полые штоки 3, 4, 9, поршень 6, гайка 7 и гидравлическое сопротивление, состоящее из корпуса 5, имеющего стержневую систему лабиринтных зазоров и обратный клапан. В качестве уплотнительных элементов использованы резиновые кольца круглого сечения и специальная резиновая втулка. Между штоками 3, 4 и поршнем 6 образована замкнутая камера, которая через пробки 2 заполняется авиамаслом МС-20.

В процессе спуска ясс находится в растянутом положении (см. рис. 7.16). Благодаря шестигранному зацеплению между штоками 3 и кожухом 8 через бурильные трубы вращение передается расположенному ниже оборудованию при докреплении ясса к прихваченной колонне труб.

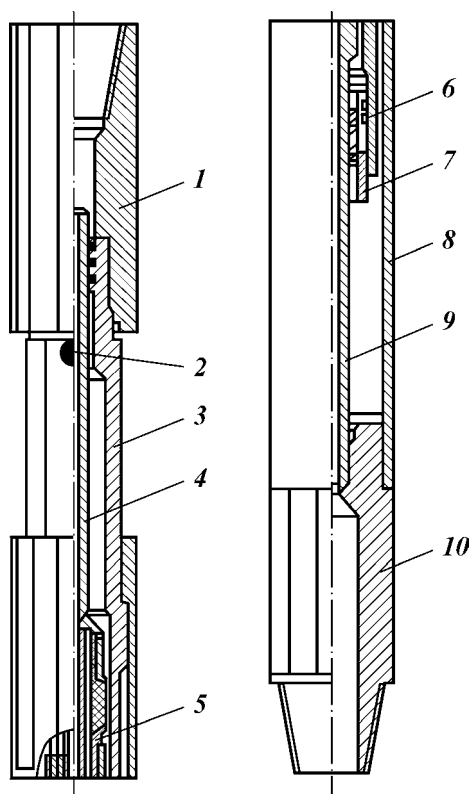


Рис. 7.16. Схема гидравлического ясса закрытого типа ЯГЗ

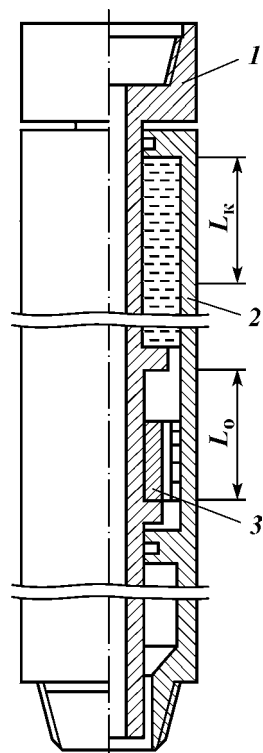


Рис. 7.17. Схема гидравлического ясса конструкции ВНИИБТ:

1 – шток; 2 – корпус; 3 – поршень; L_0 – длина тормозной камеры; L_K – длина свободного хода штока

При передаче механической сжимающей нагрузки ясс сжимается на длину рабочего хода, при этом корпус 5 входит в полость штока 3 и масло перетекает из надпоршневого пространства в подпоршневое без сопротивления благодаря наличию обратного клапана в системе гидравлического сопротивления.

Ясс срабатывает под действием натяжения колонны бурильных труб, при этом шток 3 перемещается вверх, а масло перетекает по лабиринтному зазору корпуса 5.

В результате значительного гидравлического сопротивления перетоку тормозной жидкости нижняя часть колонны бурильных труб перемещается медленнее верхней, которая растягивается, накапливая упругую энергию деформации растяжения.

Гидравлический ясс закрытого типа разработан во ВНИИБТ (рис. 7.17). Ясс состоит из корпуса 2, внутри которого имеются две ступенчатые камеры, и штока 1 со смонтированным на нем поршнем 3. Корпус сверху и снизу герметизирован уплотнениями, а камеры заполнены маслом. При заряженном состоянии ясса поршень находится в крайнем нижнем поло-

жении. Зазор между поршнем и цилиндром нижней камеры минимален и составляет 90–100 мкм.

Корпус ясса соединяется с прихваченной частью труб, а шток – со свободной. Для включения ясса в работу на шток через колонну бурильных труб передают нагрузку растяжения, направленную вверх. Благодаря малому зазору в паре поршень – цилиндр масло в камере сжимается, и в ней возникает давление, пропорциональное растягивающей нагрузке. Нагрузка через шток, сжатое масло и корпус передается на прихваченный участок бурильных труб. Одновременно жидкость, сжатая под действием высокого давления, начинает перетекать через малые зазоры в паре поршень – цилиндр в подпоршневую зону, вследствие чего поршень получает возможность медленно двигаться вверх. Колонна труб растягивается (в пределах упругой деформации) и накапливает энергию деформации.

При входе поршня в расширенную часть камеры давление в системе резко падает, шток и растянутая часть колонны получают возможность свободно перемещаться вверх за счет энергии упругой деформации, нанося удар по верхней части корпуса ясса, сила которого пропорциональна накопленной энергии и скорости движения. Энергия удара через корпус ясса передается прихваченной части.

Порядок работы рассмотренных устройств можно условно разделить на два этапа. Первый: зарядка ясса – создание необходимой тяговой силы на штоке устройства; второй: разрядка – нанесение удара по прихваченной части бурильной колонны.

На первом этапе устройство работает как гидравлическая система, на втором – как механическая. Работа этих устройств на втором этапе ничем не отличается от работы механических устройств ударного действия без сальниковых уплотнений, работающих при больших давлениях. С этой точки зрения преимущества механических ударных устройств неоспоримы.

В б. ВНИИКРнефти разработан гидроударник, включаемый в компоновку бурильного инструмента (рис. 7.18).

Гидроударник состоит из трубчатого корпуса 3 с отверстиями 5, 16 для выпуска отработанной жидкости из рабочей камеры 9, образованной полостью между стенками корпуса и полым штоком 2 с нагнетательными отверстиями 7 и 13. На штоке концентрично расположена золотниковая втулка 10 с нагнетательными отверстиями 8, 14 и рабочими отверстиями 6, 15 для сброса отработанной жидкости. Проходные сечения отверстий 6, 15 в крайних положениях втулки сжимаются стержнями 4 с переменным по длине сечением. На золотниковой втулке свободно установлен поршень-ударник 12. В рабочем состоянии устройства циркуляционный канал 11 перекрыт пробкой 20. К корпусу устройства на резьбе присоединены переводник 1 и удлиненный переводник 17, на котором размещен механизм включения устройства и поворота штока, содержащий зубчатые венцы 19 и 22, пружину 18 и зубчатое кольцо 21, установленное на штоке. В нерабочем состоянии гидроударник монтируют в наиболее прихватоопасном месте, т.е. в нижней части бурильной колонны, над УБТ.

Устройство работает следующим образом. В случае возникновения прихвата в бурильную колонну с поверхности сбрасывают пробку 20, которая, увлекаемая потоком рабочей жидкости, попадает на седло штока 2, закрывая проход жидкости. Под действием давления шток 2 опускается, сжимая пружину 18 до тех пор, пока зубья кольца 21 не попадут в зубчатый венец 22. Тогда отверстие 13 штока совпадает с отверстием 14 золот-

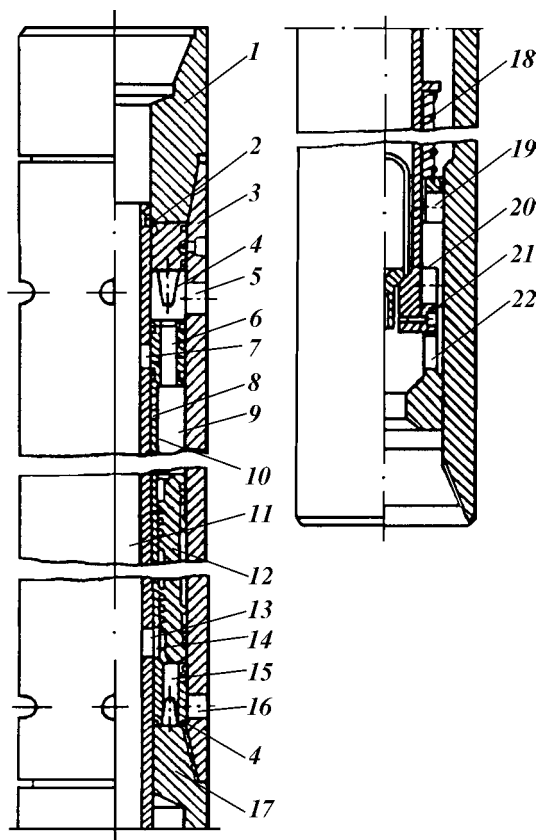


Рис. 7.18. Схема гидроударника конструкции ВНИИКРнефти

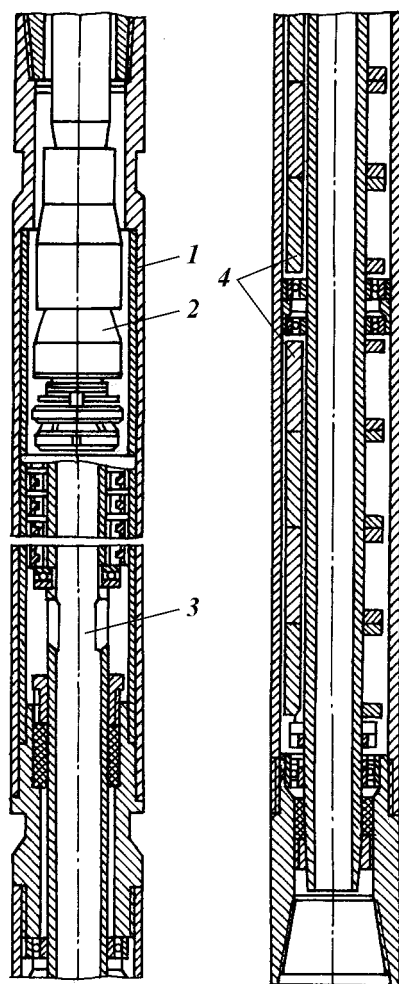


Рис. 7.19. Схема глубинного эксцентрикового вибратора ВМЭ-2

ника, и рабочая жидкость устремляется в рабочую камеру устройства под поршень-ударник 12, который под действием давления поднимается. Временная пробка из отверстия 5 выдавливается давлением. Поршень, разгоняясь, достигает фланца золотниковой втулки 10 и продолжает двигаться вместе с ней. Золотниковая втулка при своем перемещении закрывает отверстия 5, 13 и открывает – 7. Далее, продолжая движение, она сжимает впереди себя жидкость, замкнутую в камере, образованной выше отверстия 5, передавая энергию движения прихваченной колонне. Жидкость из этой камеры вытесняется через дросселирующее отверстие 6. Далее, обратным потоком жидкости поршень разгоняется в противоположную сторону, производя удар вниз.

Соотношение сил ударов вверх и вниз регулируют изменением проходных сечений нагнетательных отверстий сверху и снизу поршня. Сечение нагнетательных отверстий изменяют поворотом штока 2.

Отверстия 7 и 13 на штоке имеют переменные по длине окружности сечения. При совмещении отверстий штока и золотника обеспечивается мощный удар вверх и слабый вниз. Поворотом штока можно получить необходимое соотношение сил ударов, вплоть до мощного удара вниз и слабого вверх.

Шток поворачивается следующим образом. При прекращении нагнетания давление прокачиваемой жидкости уменьшается. Пружина 18 поджимает шток 2. Нижние зубья зубчатой втулки 21 выходят из зацепления с зубьями венца 19 и под действием силы пружины, скользя по их поверхности, поворачивают шток. Затем нагнетание жидкости в скважину возобновляют. Под давлением жидкости шток перемещается вниз. Нижние зубья втулки входят в зацепление с зубчатым кольцом 22, и шток снова поворачивается.

Таким образом, многократным уменьшением и восстановлением давления при повороте штока получают нужное соотношение сечений нагнетательных отверстий, что обеспечивает необходимое соотношение сил удара.

После ликвидации прихвата производят обратную промывку скважины. Пробка 20, подхваченная потоком жидкости, возвращается на поверхность. Шток 2 под действием пружины возвращается в верхнее положение, закрывая рабочую камеру устройства, после чего можно продолжать бурение. Одно из основных преимуществ этого гидроударника заключается в возможности включения его в компоновку бурильного инструмента, а также в возможности регулирования частоты вынужденных колебаний и силы удара в одном из выбранных направлений.

Устройства для создания сложных колебаний колонн. Конструкторским бюро объединения «Саратовнефтегаз» совместно с Саратовским политехническим институтом разработан и испытан глубинный эксцентриковый вибратор ВМЭ-2 с приводом от турбобура, создающий колебания в радиальном направлении (рис. 7.19).

Вибратор ВМЭ-2 состоит из корпуса 1, через который передаются вибрации на прихваченный инструмент, вала 3 с насаженными на него на шпонках дебалансами 4, создающими вибрации, и шлицевой полумуфты 2, через которую вал турбобура соединяется с валом вибратора.

Технические данные ВМЭ-2

Момент дебалансов, кг·м.....	7,07
Частота вращения вала турбобура, об/мин.....	1000
Возмущающая сила, т.....	4,8
Наружный диаметр корпуса, мм.....	170
Длина, мм.....	9000
Масса, кг.....	960

Так как продольные колебания действуют равномерно по всей длине колонны, а интенсивность затухания продольных колебаний в колонне труб в результате действия различных диссипативных сил значительно меньше интенсивности затухания поперечных колебаний, то устройства, создающие продольные колебания, более рациональны.

Примером может служить возбудитель упругих колебаний (ВУК), разработанный Институтом механики МГУ.

ВУК – телескопическое устройство, состоящее из двух основных узлов: штока и корпуса. Конструкция предусматривает расцепление телескопических узлов при приложении определенной растягивающей нагрузки, которую регулируют перед спуском в скважину.

Таблица 7.9

Техническая характеристика устройств

Показатель	ВУК-170	ВУК-210
Наружный диаметр, мм	170	210
Длина в исходном состоянии, м	3	3,3
Телескопический ход штока, м	0,8	1
Присоединительные резьбы	3-167	3-171
Диапазон регулировки сил расцепления телескопического узла, тс	0–100	0–100
Минимальный внутренний диаметр проходного отверстия, мм	55	75
Время импульсного воздействия, с	0,1	0,1
Энергия силового импульса, направленного сверху вниз, кг/м	1500	1500
Сила жесткого удара яссом снизу вверх, тс	150	250
Частота импульсных воздействий за 1 мин	1	1

С помощью ВУК (табл. 7.9) можно наносить удары по прихваченной колонне труб снизу вверх и воздействовать на область прихвата импульсно-динамическими силами сверху вниз, вовлекая бурильную колонну в интенсивный колебательный процесс.

В зависимости от вида и характера прихвата ВУК может работать в режимах механического ясса – возбудителя упругих колебаний.

Для ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием бурильной компоновки в деформированных участках ствола скважины или посторонними предметами при ее спуске, необходимо использовать ВУК в режиме ударного ясса. В этом случае устройство устанавливают непосредственно над прихваченной частью бурильной компоновки под УБГ весом 10–15 т. Перед спуском ВУК регулируют по силе расцепления телескопического узла при помощи специального регулировочного винта. Силу расцепления определяют по номограмме, приведенной в руководстве по применению устройства.

При прихватах вследствие перепада давления или осыпей и обвалов, а также при заклинивании бурильной колонны при подъеме из скважины ВУК используют в режиме возбудителя упругих колебаний, для чего его включают в аварийную компоновку так, чтобы длина участка между ним и местом прихвата была не менее 500 м и не более величины, определяемой по формуле

$$l = Q/q,$$

где Q – осевая сила расцепления ВУК; q – вес 1 м бурильных труб.

С помощью этого устройства ликвидировали прихваты на нескольких скважинах объединений Оренбургнефть и Узбекнефть.

Одно из основных преимуществ этого устройства – широкий диапазон применения, т.е. наряду с ликвидацией заклиниваний бурильного инструмента оно используется и при прихватах, вызванных действием перепада давления или вследствие осыпей и обвалов, а также для создания колебаний всей бурильной колонны. Однако ВУК имеет недостатки:

невозможность создания жесткого удара;

при сломе штока часть устройства остается в скважине, усложняя аварийную ситуацию;

сложность изготовления узла сцепления и регулировки;

невозможность регулирования режима работы непосредственно в скважине в момент ликвидации прихвата;

сложность обслуживания.

8.1. ВВОДНЫЕ ПОНЯТИЯ

Углубление (механическое бурение) — это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определенной скоростью, находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определенного качества и движущимся с некоторой заданной скоростью.

Об эффективности бурения обычно судят по скорости проходки скважины и стоимости 1 м проходки. Для оценки отдельных видов работы, связанных с проходкой скважины, введены понятия механической, рейсовой, технической, коммерческой и полной скоростей бурения. Далее показана взаимная связь между этими скоростями.

Примем следующие обозначения:

v_{cp} — средняя механическая скорость бурения, м/ч;

v_p — рейсовая скорость бурения, м/ч;

v_t — техническая скорость бурения, м/ч или м/ст.-мес;

v_k — коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес;

$v_{п}$ — полная скорость бурения, м/ст.-мес;

t_6 — продолжительность бурения скважины, включая время на проработку и расширение скважины $t_{п}$, ч;

$t_{сп}$ — продолжительность спускоподъемных работ, связанных с заменой долот, включая время на наращивание инструмента, ч;

$t_{очн}$ — продолжительность всех производительных работ, кроме предусмотренных t_6 и $t_{сп}$, ч;

t_n — продолжительность непроизводительного времени (остановки, ликвидация аварий и т.д.), ч;

t_b — продолжительность строительства вышки и монтажных работ, ч;

L — глубина скважины, м.

Тогда

$$v_{cp} = L/t_6; \quad (8.1)$$

$$v_p = \frac{v_{cp}}{1 + t_{сп}/t_6} = \frac{L}{t_6 + t_{сп}}; \quad (8.2)$$

$$v_t = \frac{v_{cp}}{1 + \frac{t_{сп} + t_{очн}}{t_6}} = \frac{L}{t_6 + t_{сп} + t_{очн}}; \quad (8.3)$$

$$v_k = \frac{v_{cp}}{c \left(1 + \frac{t_{сп} + t_{очн} + t_n}{t_6} \right)} = \frac{L}{c(t_6 + t_{сп} + t_{очн} + t_n)}; \quad (8.4)$$

$$V_{\Pi} = \frac{v_{cp}}{c \left(1 + \frac{t_{cp} + t_{очн} + t_{п} + t_{в}}{t_{б}} \right)} = \frac{L}{c(t_{б} + t_{cp} + t_{очн} + t_{п} + t_{в})}, \quad (8.5)$$

где c — переводный коэффициент времени (с часов в месяцы).

Указанные соотношения можно представить несколько иначе:

$$v_p = L / (t_{б} + t_{cp}); \quad (8.2a)$$

$$v_T = \frac{v_p}{c \left(1 + \frac{t_{очн}}{t_{б} + t_{cp}} \right)}; \quad (8.3a)$$

$$v_K = \frac{v_T}{c \left(1 + \frac{t_{п}}{t_{б} + t_{cp} + t_{очн}} \right)}; \quad (8.4a)$$

$$V_{\Pi} = \frac{v_K}{c \left(1 + \frac{t_{в}}{t_{б} + t_{cp} + t_{очн} + t_{п}} \right)}. \quad (8.5a)$$

Из приведенных формул очевидно, что v_p , v_T и v_K зависят от v_{cp} и, кроме того, из перечисленных скоростей каждая последующая зависит от предыдущей.

С ростом v_{cp} соответственно увеличиваются v_p и v_K , что согласуется с выводами, вытекающими из формул (8.1) — (8.4).

В результате многочисленных исследований установлено, что значения v_{cp} , v_p , v_T и v_K уменьшаются с увеличением глубины L скважины, а стоимость 1 м проходки возрастает. Это справедливо для всех способов бурения.

Стоимость 1 м проходки при всех способах бурения является возрастающей функцией глубины скважины.

С ростом v_K , как правило, резко уменьшается удельный расход электроэнергии в бурении и снижается расход материалов, используемых при бурении. Представляют интерес выявление факторов, влияющих на скорость бурения; установление влияния каждого фактора в отдельности и в совокупности; установление природы падения скорости бурения в связи с углублением скважины; изыскание путей уменьшения темпа снижения скорости бурения в связи с ростом глубины скважины.

На темп углубления скважины решающее влияние оказывают три группы факторов (по В.С. Федорову):

- 1) природные факторы (механические свойства пород, условия их залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства и др.);
- 2) технико-технологические факторы (способ разрушения породы, конструктивные особенности и долговечность разрушающих инструментов, метод удаления с забоя скважины выбуренной породы, совершенство и мощность бурового оборудования и т.д.);
- 3) квалификация работников буровой бригады; организация работ в смене, сработанность рабочих в смене и т.п.

8.2. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ

Буровые долота выбирают в зависимости от физико-механических свойств горных пород, глубины их залегания и способа бурения. Применяют долота шарошечные, лопастные, фрезерные, дробящие, алмазные и ИСМ разных типов и размеров для сплошного бурения и бурения кольцевым забоем. Для мягких пород рекомендуются долота режуще-скалывающего типа. Для разрушения абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород предназначены долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и оси долота. Одновременно с дробящим действием зубья или штыри шарошек при проскальзывании по забою скалывают породу.

Для разбуривания пород, перемежающихся по твердости и абразивности, используют долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу твердосплавными штырями, расположенными в торцовой части долота или в кромках его лопастей. Алмазные долота рекомендуется применять для разбуривания пород твердых и средней твердости. Наибольший удельный вес в отечественной и зарубежной практике бурения имеют трехшарошечные долота различных типов и размеров.

По В.С. Федорову, под *режимом бурения* понимают определенное сочетание факторов, влияющих на показатели бурения. Эти факторы называют *параметрами режима бурения*.

К числу важнейших параметров относят: осевую нагрузку на долото P_d ; частоту вращения долота (или ротора) n ; количество (расход) циркулирующего бурового раствора; качество циркулирующего бурового раствора, подаваемого на забой (фильтрация Φ , статическое напряжение сдвига θ , вязкость η , плотность ρ).

Соотношения между параметрами режима подбирают таким образом, чтобы получить наиболее высокие количественные показатели при требуемых качественных и возможно более низкую себестоимость 1 м проходки.

Обобщенным количественным показателем механического бурения, зависящим от параметров режима бурения, является рейсовая скорость проходки v_p .

Сочетание параметров режима бурения, при котором получают наибольшее значение v_p и требуемые качественные показатели бурения, при данной технической вооруженности буровой называют *оптимальным режимом бурения*.

В практике бурения встречаются случаи, когда необходимо подбирать параметры режима бурения для решения специальных задач — обеспечить качественные показатели. Количественные показатели бурения в этом случае второстепенны. Такие режимы бурения называют *специальными*. К ним относят режимы бурения, применяемые в неблагоприятных геологических условиях, а также режимы бурения, используемые при изменении направления оси ствола скважины (бурение наклонных и горизонтальных скважин) и отборе кернов. Качественное формирование ствола всегда должно быть определяющим.

Механическое разрушение горных пород (углубление) при бурении долотом имеет сложный характер. По количественным показателям углуб-

ления нельзя судить о влиянии того или иного параметра на эффект разрушения горных пород: их действие всегда комплексное.

Наиболее эффективное углубление скважины возможно только в том случае, если забой полностью очищается от шлама; в противном случае выбуренная порода оказывает дополнительное сопротивление работе долота, вследствие чего механическая скорость проходки и проходка на долото ниже расчетных значений. Опыт показывает, что технико-экономические показатели проходки скважин в значительной мере зависят от режима промывки и технологических свойств (качества) бурового раствора. Функции буровых растворов многочисленны, однако одними из главных являются те, которые определяют высокие скорости проходки. Если рассматривать только скорость проходки и не принимать во внимание поведение ствола скважины (обвала, осыпи, поглощения раствора и т.д.), то для достижения максимальных показателей работы долот наиболее предпочтительно использовать в качестве промывочного агента маловязкие легкие системы. По степени ухудшения работы породоразрушающего инструмента используемые в мировой практике буровые растворы располагаются в следующем порядке: тяжелый (высокоплотный) высоковязкий буровой глинистый раствор, легкий маловязкий буровой глинистый раствор, эмульсия, буровой раствор на углеводородной основе (РУО), вода, вода с ПАВ, аэрированная жидкость, воздух (газ).

Основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели бурения, – компонентный состав, плотность, показатель фильтрации, вязкость и другие параметры бурового раствора. Убедительные данные по увеличению скорости бурения при снижении плотности бурового раствора получены на скважинах ряда площадей Краснодарского края. Установлено, что по значимости наиболее существенными факторами, влияющими на показатели работы долот, являются в первую очередь плотность, затем вязкость и, наконец, фильтрация.

С ростом *концентрации* твердой фазы в буровом растворе механическая скорость проходки и проходка на долото убывают.

Совершенствование технологии промывки скважин должно идти в первую очередь по пути снижения плотности бурового раствора и содержания в нем твердой фазы, что существенно упрощает регулирование вязкости, фильтрации и других параметров раствора.

Влияние *плотности* бурового раствора на процесс бурения и формирования ствола многогранно. Ее увеличение приводит к улучшению очистки забоя и ствола скважины от шлама вследствие действия архимедовой силы, к росту динамической фильтрации на забое за счет повышения положительного дифференциального давления у забоя и к стабилизации стенок ствола в результате сближения гидростатического давления в скважине и горного давления массива пород. Все это способствует росту технико-экономических показателей бурения.

Но с увеличением плотности раствора возрастает давление на забой скважины, что приводит к дополнительному уплотнению породы и ухудшению условий отрыва частицы от забоя потоком раствора. На разрушение образующейся на забое толстой глинистой корки затрачивается энергия, при этом усиливается поглощение раствора вскрытым разрезом и продуктивными пластами. Мировой опыт бурения скважин свидетельствует о том, что положительное влияние повышения плотности раствора неизмеримо меньше, чем отрицательное, поэтому, если позволяют геологические

условия, следует бурить с использованием раствора меньшей плотности, даже при необходимости усложнения технологического процесса промывки и применения более сложного оборудования. Скорость проходки при этом возрастает.

Роль *фльтрации* раствора в процессе углубления скважины также неоднозначна. С увеличением фильтрации на забое облегчаются условия скалывания и отрыва частицы долотом в результате действия расклинивающих сил проникающего фильтрата и выравнивания давления вокруг скалываемой частицы, но при увеличении фильтрации уменьшается устойчивость ствола, на забое и стенке образуются толстые глинистые корки. Разумеется, фильтрация определяется конкретными условиями, но вполне очевидно, что фильтрация за некоторое время (принято 30 мин) должна быть минимальной для повышения устойчивости стенки скважины, а мгновенная фильтрация (5–10 с) должна быть максимальной (приближающейся к фильтрации за 30 мин) для улучшения условий бурения.

Вязкость раствора влияет на скорость проходки однозначно. Роль вязкости бурового раствора наиболее заметна, особенно в диапазоне 15–35 с (по прибору ПВ-5). При бурении стремятся снижать вязкость раствора. Это связано с желанием получать на долоте максимальную гидравлическую мощность при высокой скорости истечения раствора из насадок долота. При правильно выбранном режиме промывки скважины роль вязкости в процессе транспортирования шлама подчиненная.

Таким образом, при оптимальном соотношении показателей свойств буровых растворов скорость проходки может быть существенно повышена.

Технологические параметры промывки, скорость и режим течения бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, дифференциальное давление на забое, смыв разрушенной породы с забоя, транспортирование шлама от забоя к устью скважины и т.д. Очевидно, что с увеличением расхода бурового раствора повышается интенсивность разрушения забоя, а скорость проходки возрастает. Но при этом возникают и отрицательные эффекты: повышается дифференциальное давление на забой, увеличивается скорость размыва стенки скважины и др.

Основные показатели промывки, определяющие механическую скорость проходки, следующие: гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте, скорость истечения раствора из насадок долота и дифференциальное давление на забое скважины.

Реализация гидромониторного эффекта струй, выходящих из насадок долота с высокой скоростью, позволяет увеличить скорость бурения и проходку на долото в мягких породах в 2–3 раза. В твердых сланцах гидромониторный эффект при скоростях истечения струи 80 м/с и более позволяет повысить скорость проходки и проходку на долото в 1,5 раза.

При больших глубинах энергетические затраты на промывку скважины более ощутимы, чем выигрыш от гидромониторного эффекта долот.

Дифференциальное давление на забой — комплексный фактор, интегрирующий плотность и вязкость бурового раствора, режим циркуляции, соотношение геометрических размеров ствола и бурильного инструмента и т.д. Независимо от первоначальной причины его увеличение всегда сопровождается ухудшением показателей работы долот. Установлено, что при прочих равных условиях механическая скорость проходки увеличивается с уменьшением дифференциального давления на забой.

Качественная зависимость механической скорости проходки от диф-

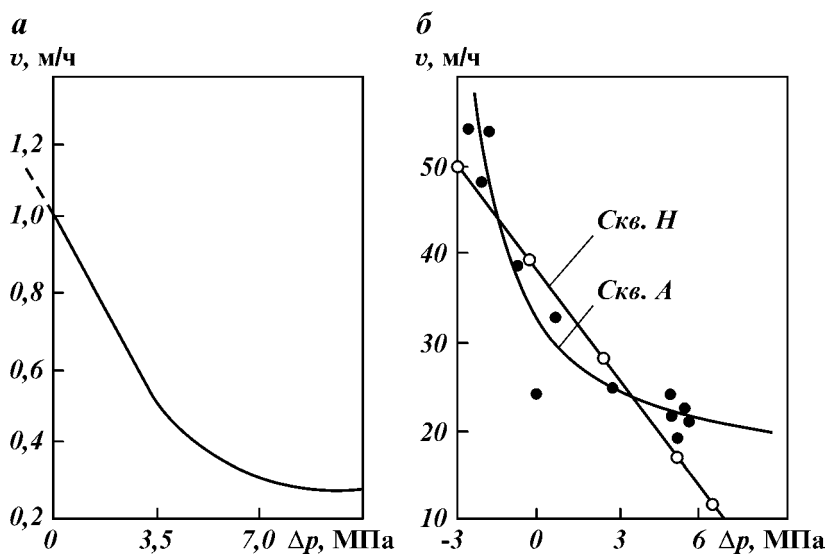


Рис. 8.1. Влияние дифференциального давления на забое скважины на механическую скорость проходки:

а — по обобщенным данным; *б* — по скв. Н и А

ференциального давления на забое скважины получена путем обобщения результатов практических наблюдений в России, некоторых государствах СНГ, в США, Канаде, Иране и других странах (рис. 8.1, *а*). На темп углубления наиболее существенно влияют плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы. Механическая скорость проходки резко снижается при увеличении плотности раствора от 1,0 до 1,5 г/см³.

Анализ зарубежных материалов показал, что при бурении скважин в Южной Луизиане (США) уменьшение дифференциального давления от 7 МПа до 0 привело к росту механической скорости проходки на 70 % (рис. 8.1, *б*). Установлено, что влияние перепада давления на механическую скорость проходки более заметно проявляется при росте осевой нагрузки на долото. Чувствительность механической скорости проходки к дифференциальному давлению на забое возрастает с увеличением осевой нагрузки на долото. При отрицательном дифференциальном давлении, т.е. когда пластовое давление превышает давление циркулирующего на забое скважины бурового раствора, скорость проходки продолжает увеличиваться, часто в возрастающем темпе.

8.3. ВЛИЯНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО И УГНЕТАЮЩЕГО ДАВЛЕНИЙ НА РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

На долю шарошечных долот приходится более 90 % всей проходки. Однако с ростом глубины бурения показатели работы этих долот значительно ухудшаются, что, по мнению большинства исследователей, обуславливается в основном ухудшением буримости горных пород и усло-

вий очистки забоя из-за возникновения в зоне разрушения высокого дифференциального и угнетающего давлений. В результате при строительстве скважин, как правило, не используют такие значительные резервы повышения технико-экономических показателей бурения, как снижение давления бурового раствора на забой; регулирование его плотности и концентрации твердой фазы непосредственно в процессе бурения; регулирование частоты вращения долота в целях достижения минимального дифференциального и угнетающего давлений и т.д.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ЗОНЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

При углублении скважин, пробуренных в различных районах, от 1000 до 5000 м механическая скорость проходки v_m иногда снижается в 25 раз, а скорость бурения — в 33 раза (В.Б. Штур, М.Р. Мавлютов и др.). Основной причиной резкого ухудшения технико-экономических показателей бурения с ростом глубины, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, является изменение забойных условий разрушения горных пород. При этом подразумевается влияние таких факторов, как наличие давлений порового $p_{п}$, пластового $p_{пл}$, дифференциального Δp_p (Δp), угнетающего p_y и суммарного на забое скважины p_c (гидростатического); качество бурового раствора; частота вращения долота и динамика его работы.

На основе многочисленных работ сделаны следующие выводы.

1. Дифференциальное давление — основной фактор, определяющий показатели работы долот.

2. Интенсивное снижение механической скорости проходки происходит в начальный момент роста дифференциального давления до 1,4—5,6 МПа. Дальнейшее повышение Δp сопровождается стабилизацией v_m .

3. С увеличением отрицательного дифференциального давления v_m возрастает.

4. С ростом осевой нагрузки на долото G_d повышается чувствительность v_m к изменению дифференциального давления.

Таким образом, в настоящее время считается, что при существующих режимах бурения дифференциальное давление, как правило, является основным фактором, определяющим технико-экономические показатели бурения. При увеличении Δp до 1,4—7 МПа в зависимости от условий бурения v_m может уменьшаться в 2—5 раз.

Влияние Δp на v_m , по мнению А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена, заключается в ухудшении буримости горных пород вследствие роста их прочности на сжатие и возникновения усилий, прижимающих частицы породы (шлам) к забою. Прижимающие силы имеют статическую и динамическую природу, и их значения представляют собой сложную функцию почти всех известных показателей, характеризующих процесс бурения.

Статическое, или дифференциальное по современной терминологии, давление, обуславливающее наличие статических сил, которые удерживают шлам на забое, независимо от фильтрационных свойств разрушаемых пород, принимали равным разности между гидростатическим давлением на забое скважины p_c и поровым $p_{п}$ (пластовым $p_{пл}$) давлением:

$$\Delta p = p_c - p_{п}; \quad \Delta p = p_c - p_{пл}. \quad (8.6)$$

Отметим, что в опытах А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена можно было воспроизвести только пластовое давление, поэтому в выражение (8.6) необходимо подставлять значение $p_{пл}$.

Не рассматривая процесс развития трещин, формирующих лунки выкола породы на забое, эти авторы считали, что динамический перепад давления проявляется только после отделения частицы от массива перед транспортированием ее на поверхность. Динамический перепад давления определяли экспериментально, и, по утверждению исследователей, во всех опытах он не превысил 4,3 МПа.

Независимо от качества бурового раствора А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Линген приращение прочности принимали равным пятикратно увеличенному суммарному перепаду давления. Влияния абсолютного значения гидростатического давления на v_m не обнаружено.

Следует отметить, что утверждение упомянутых авторов о природе влияния абсолютных значений гидростатического и дифференциального давлений на v_m базируются на данных опытного бурения микродолотами в лабораторных условиях при несоблюдении гидродинамического подобия в зоне разрушения, а также геометрического подобия породоразрушающих элементов модели и натуры.

В процессе бурения в проницаемых горных породах под действием положительного перепада давления ($p_c > p_{пл}$) в системе скважина — пласт фильтрат бурового раствора проникает в породу. При фильтровании дисперсная фаза раствора, частично коагулируя слой породы, откладывается на ее поверхности в виде слоя осадка, образуя фильтрационную корку, которая совместно с породой оказывает дополнительное сопротивление движению фильтрата. Последний, проникая в породу, вызывает перераспределение давления на глубине зарождения трещин (условно названных магистральными), формирующих лунку выкола. В дальнейшем изложении она именуется глубиной разрушения δ_0 . В результате по трассе магистральной трещины будет действовать не пластовое, а иное давление, равное давлению на глубине разрушения p_p . Поскольку $p_c > p_p$, возникает дифференциальное давление

$$\Delta p_p = p_c - p_p. \quad (8.7)$$

При разрушении непроницаемых горных пород давление на глубине разрушения p_p равно поровому ($p_p = p_n$), и выражение (8.7) становится идентичным (8.6), т.е. является частным случаем и правомерно только при определении Δp для непроницаемых горных пород.

В процессе развития магистральной трещины начальное давление в ее полости p_t практически равно нулю. Так как $p_c > p_t$, то над частицей по длине l возникает динамический перепад давления, который прижимает частицу к массиву породы, т.е. угнетает ее. Во избежание путаницы в отличие от дифференциального давления этот перепад давления предложено называть угнетающим давлением p_y . В общем случае под угнетающим давлением p_y в отличие от представлений о динамическом перепаде давления понимают разность между суммарным давлением на забое p_c и давлением в трещине:

$$p_y = p_c - p_t = p_c - \theta p_p, \quad (8.8)$$

где $\theta = p_t/p_p$ — коэффициент восстановления давления в полости трещины.

Для заполнения полости трещины жидкостью и восстановления в ней давления нужно определенное время, поэтому в зависимости от времени контакта зуба долота с породой τ_k значения p_T и, как следствие, p_y будут различными. Если τ_k меньше времени заполнения t_3 объема трещины флюидом, то $p_T \rightarrow 0$ и в соответствии с выражением (8.8) $p_y \approx p_c$. При τ_k , превышающем сумму времени $t_c = t_3 + t_b$, где t_b — время восстановления давления в трещине до уровня давления жидкости на глубине разрушения p_p , давление в трещине $p_T \approx p_p$, а $p_y \approx p_c - p_p$, т.е. p_y равно дифференциальному давлению. В общем случае с учетом τ_k имеем

$$p_c - p_p \leq p_y \leq p_c. \quad (8.9)$$

Следовательно, угнетающее давление в зависимости от условий разрушения проницаемых пород может изменяться в диапазоне значений от дифференциального давления до давления на забое скважины p_c . При разрушении непроницаемых горных пород диапазон изменения p_y несколько меньше.

Кроме того, следует отметить, что в настоящее время практически без дополнительных материальных затрат за счет внедрения гидродинамических способов воздействия на процесс разрушения горных пород на забое можно существенно повысить технико-экономические показатели бурения скважин.

В.С. Федоров полагал, что в роторном бурении при использовании лопастных долот зависимость v_m от количества Q закачиваемой в скважину жидкости имеет вид

$$v_m = Q/(a + bQ), \quad (8.9)$$

где a и b — некоторые постоянные коэффициенты, зависящие от физико-механических свойств пород, качества бурового раствора, размеров кольцевого пространства и режимных параметров бурения.

Установлено, что имеется технологически разумный предел подачи, после которого ее повышение не приводит к заметному росту механической скорости проходки и проходки на долото.

Схема промывки забоя может заметно влиять на работу породоразрушающего инструмента. Интенсивность износа вооружения шарошек больше в центре, чем на периферии, а износ козырька и спинки лапы наибольший на высоте, примерно равной половине диаметра шарошек. Эти особенности обусловлены схемой равномерной промывки забоя. На основании этого была предложена асимметричная схема промывки забоя с блуждающим клапаном, последовательно перекрывающим одну из насадок долота (В.Г. Колесников, Э.А. Ахметшин, М.Г. Чудновский и др.). В результате эффективность долот повысилась: скорость проходки увеличилась на 19 %, проходка на долото — на 12 %, при этом был устранен неравномерный износ узлов долота.

При удовлетворительной очистке забоя от шлама механическая скорость проходки увеличивается линейно с ростом осевой нагрузки на долото. Но эту зависимость можно довести до квадратичной путем улучшения очистки забоя до совершенства, т.е. когда шлам не попадал бы под долото на повторное измельчение. В.С. Федоров и В.С. Завьялов, пользуясь приближенным методом, установили, что для полного удаления выбуренной породы с забоя между величинами Q и D должно существовать соотношение

$$Q \geq \frac{1}{240} F_{\text{ср}} D l_{\text{ш}} n \sin 2\beta, \quad (8.10)$$

где $F_{\text{ср}}$ — средняя площадь сечения, по которому движется восходящий поток жидкости в области возможного захвата зубцами шарошек поднимающихся частиц; D — диаметр долота; $l_{\text{ш}}$ — число шарошек; β — угол между осями долота и шарошки.

Механическая скорость проходки при соответствующих осевой нагрузке и частоте вращения долота растет пропорционально гидравлической мощности, срабатываемой на долоте, и скорости истечения раствора из насадок долота (рис. 8.2). Чем большая часть давления затрачивается на долоте, тем выше скорость струи, лучше очистка забоя и больше гидромониторный эффект.

Частота вращения долота оказывает различное влияние на показатели бурения. Так, при бурении шарошечными долотами увеличение n ведет к пропорциональному росту числа поражений забоя зубцами шарошек, скорости удара зубцов о породу, динамической составляющей (ударной) нагрузки на долото. Все это повышает эффект разрушения породы долотом, вызывает рост механической скорости проходки. Вместе с тем указанные факторы резко сокращают долговечность долота.

При увеличении n соответственно уменьшается продолжительность τ контакта зубцов шарошек с породой (n и τ — обратно пропорциональные величины). Это снижает эффект разрушения породы, а следовательно, и механическую скорость проходки. При бурении в результате действия перечисленных факторов, обуславливаемых изменением n , получается очень сложная зависимость между n и v_m .

В.С. Федоров, В.Ф. Дудин и Ф.Д. Зенков, рассматривая погружение рабочих элементов долота в породу как движение твердого тела в сопротивляющейся среде, установили, что углубление долота за один оборот можно выразить в зависимости от частоты вращения в следующем виде:

$$\delta = A(1 - e^{-B/n}), \quad (8.11)$$

где $B = 0,09$.

Механическая скорость проходки может быть выражена формулой

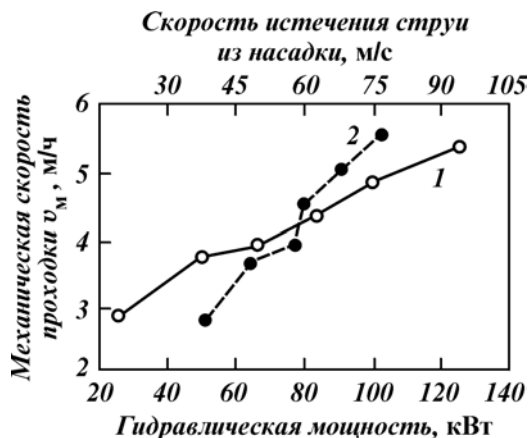


Рис. 8.2. Зависимость механической скорости проходки от гидравлической мощности, срабатываемой на долоте (I), и скорости истечения раствора из насадок (2)

$$v_M = A(1 - e^{-B/n})n, \quad (8.12)$$

где $A = 55 \cdot 10^{-1} p_A$; p_A — удельная нагрузка на долото, Н/м.

Графическое изображение зависимости $v_M = f(n)$ свидетельствует о наличии критического значения n , при котором $v_M = v_{M \max}$. Например, для мрамора $n_{кр} = 100 \text{ мин}^{-1}$. С увеличением твердости и хрупкости породы $n_{кр}$ возрастает.

Значение n_{v_M} выше при больших нагрузках на долото (рис. 8.3).

Далее критическую частоту вращения долота будем обозначать: для механической скорости проходки — n_{v_M} , рейсовой скорости — n_{v_p} и проходки на долото n_n .

Формула (8.12) соответствует бурению с объемным разрушением породы.

При бурении турбобуром в мягких глинистых породах значения частоты вращения должны быть понижены. В хрупких и пластично-хрупких породах скорость проходки v_M — возрастающая функция даже при увеличении $n > 800 \text{ мин}^{-1}$.

Уменьшение углубления за один оборот δ_n с ростом n обусловливается тем, что с увеличением n снижается продолжительность τ контакта зубцов шарошки с породой.

Связь между n и τ выражается (в с) в виде

$$\tau = 60 \frac{d_{ш}/D}{nz}, \quad (8.13)$$

где $d_{ш}/D$ — отношение диаметров шарошки и долота; z — число зубцов на наибольшем венце шарошки.

Из соотношения (8.13) следует, что τ зависит не только от n , но и от диаметров долота и шарошек.

Очевидно, при прочих равных условиях, чем больше z (меньше шаг), тем меньше n_{v_M} и, наоборот, чем меньше $d_{ш}/D$, тем выше n_{v_M} . Следовательно, значение n_{v_M} зависит и от размеров долота.

Зависимость $v_M = f(n)$ (8.12) относится к случаям объемного разрушения породы. Если бурят при сравнительно малых осевых нагрузках на долото, то при взаимодействии долота с породой наблюдается разрушение

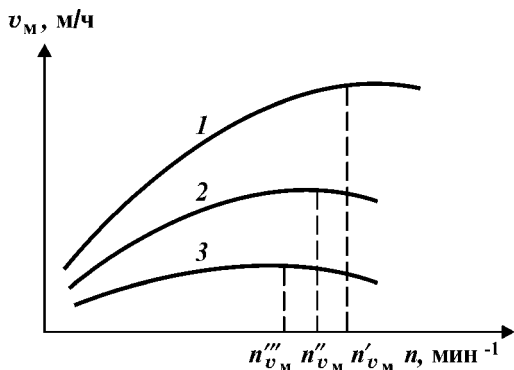


Рис. 8.3. Зависимость v_M от p_A и n ($p_{A1} < p_{A2} < p_{A3}$):
 1 — $v_M = f(p_{A1}, n_i)$; 2 — $v_M = f(p_{A2}, n_i)$; 3 — $v_M = f(p_{A3}, n_i)$

последней истирианием (поверхностное разрушение). В этом случае $\delta_{\pi} = \delta_0 = \text{const}$, а следовательно, $v_M = n\delta_0$.

Имея в виду, что на практике наблюдается и объемное разрушение, и разрушение пород истирианием, зависимость $v_M = f(n)$ в общем виде можно представить так, как это показано на рис. 8.4.

В процессе бурения механическая скорость проходки уменьшается при условии, что процесс ведется при $p = \text{const}$ и $n = \text{const}$. В этом случае снижение механической скорости проходки обуславливается только износом зубцов.

Относительное уменьшение механической скорости проходки происходит пропорционально времени бурения t_6 и обратно пропорционально коэффициенту износа θ_t :

$$dv_M/v_M = - dt_6/\theta_t.$$

Коэффициент износа представляет собой логарифмический декремент убывания механической скорости проходки, равный времени, в течение которого v_M уменьшается в e раз (e — основание натурального логарифма).

Интегрируя это уравнение, получают

$$v_M = v_{M_0} = e^{-t_6/\theta_t}. \quad (8.14)$$

Проходка на долото за время t_6 выражается формулой

$$h_{p_0} = \int_0^{t_6} v_M dt = v_{M_0} \theta_t (1 - e^{-t_6/\theta_t}). \quad (8.15)$$

На основании опытных данных А.А. Минина и А.А. Погарского можно считать, что $1/\theta_t$ изменяется приблизительно пропорционально изменению нагрузки на долото; с изменением частоты вращения отношение $1/\theta_t$ увеличивается быстрее, чем растет n , особенно при больших его значениях.

Данные свидетельствуют, что и для проходки на долото существует критическое значение n , при этом оно меньше, чем для механической скорости проходки.

Рейсовая скорость проходки

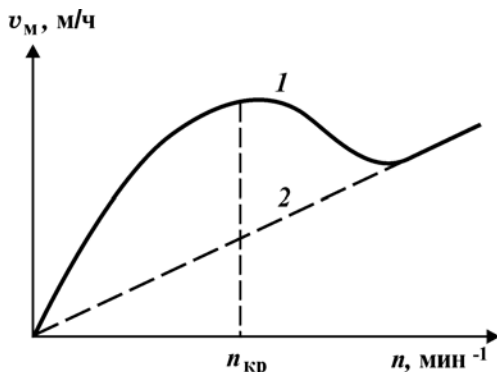


Рис. 8.4. Зависимость v_M от n при поверхностном (1) и объемном (2) разрушении пород

$$v_p = \frac{v_m \theta_t (1 - e^{-t_0/\theta_t})}{t_0 + t_{\pi} + t_{\text{сш}}} \quad (8.16)$$

Для v_p также существует критическое значение n , оно меньше соответствующего значения для v_m и больше, чем для h :

$$n_{v_m} > n_{v_p} > n_h.$$

ОСЕВАЯ НАГРУЗКА НА ДОЛОТО

При прочих равных условиях в зависимости от P_d может происходить разрушение породы либо поверхностное, либо объемное.

Объемное разрушение может наблюдаться после однократного воздействия на нее зубцов шарошек или после многих воздействий. Первые наиболее полные исследования и обобщения выполнил В.С. Федоров.

Влияние осевой нагрузки P_d на показатели бурения очень велико. Опытами установлено, что зависимость $v_m = f(P_d)$ весьма сложная (рис. 8.5).

Сложность этой зависимости обуславливается различными факторами, однако главнейшие из них — циклический характер разрушения породы, наличие шлама, покрывающего неровную поверхность забоя скважины, ограниченная высота рабочих элементов долот.

На рис. 8.5 кривая 1, соответствующая бурению при совершенной очистке забоя скважины, имеет три участка — Oa , ab и bc , из которых Oa характеризует поверхностные разрушения породы, ab и bc соответствуют объемному разрушению. Но характер кривой участка ab зависит только от особенностей разрушения, а кривой участка bc — от особенностей разрушения и глубины погружения рабочих элементов долота, в частности при бурении шарошечными долотами, имеющими ограниченную высоту зубцов шарошек.

Экстремальное значение функции $v_m = f(P_d)$ обуславливается ограниченной высотой зубцов.

Наличие шлама ведет не только к снижению механической скорости проходки, но и к тому, что эта функция достигает максимума при меньших значениях P_d .

Кривая 2 на рис. 8.5 соответствует так называемому нормальному положению на забое скважины, когда зашламление (по высоте) не превышает

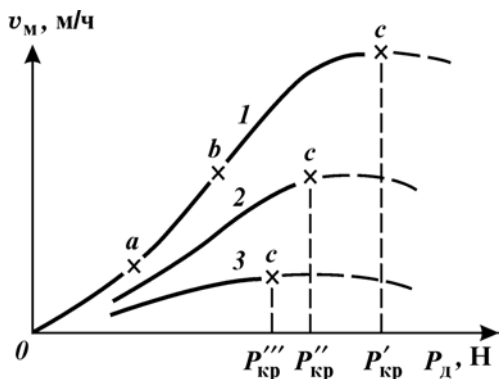


Рис. 8.5. Кривые изменения механической скорости проходки v_m в зависимости от осевой нагрузки P_d

1/6 – 1/4 высоты наиболее низких зубцов шарошек, а кривая 3 – бурению при неудовлетворительной промывке скважины, когда на забое имеется значительное количество шлама.

Итак, чем больше шлама на забое, тем раньше достигается максимум v_m как функции P_A и тем меньше значение этого максимума.

При высокой частоте вращения долота максимум для $v_m = f(P_A)$ наступает при больших значениях P_A , чем при низкой частоте. Отрицательное влияние наличия шлама на v_m при более высоком n значительнее, чем при более низком.

Осевая нагрузка, при которой v_m достигает максимума, называется *критической* $P_{кр}$. Иногда с ростом осевой нагрузки на долото механическая скорость проходки не увеличивается, а значительно снижается. Это относится к тем случаям, когда к моменту увеличения P_A бурят при $P_A \geq P_{кр}$.

Долговечность шарошечных долот изменяется обратно пропорционально P_A в степени $y = 0,40 \div 0,45$. Вероятно, показатель степени зависит от погружения зубцов шарошки. Когда зубцы не погружены в породу, P_A влияет на разрушение долота больше, чем при погружении зубцов в породу.

С увеличением P_A растут v_m и h . Следовательно, сокращается время на бурение скважины и спускоподъемные операции (в результате уменьшения числа этих операций, числа замен долота). С ростом P_A увеличивается и рейсовая скорость проходки v_p .

При увеличении n механическая скорость возрастает, но проходка на долото уменьшается. Следовательно, в этом случае общая продолжительность спускоподъемных операций возрастает.

Для проходки на долото h и рейсовой скорости проходки v_p также имеются критические значения осевой нагрузки P_A , которые обозначим соответственно P_{Av_p} и P_{Ah} . Между этими критическими значениями существуют соотношения

$$P_{Av_m} > P_{Av_p}, \quad P_{Av_m} > P_{Ah}, \quad P_{Av_p} \geq P_{Ah}.$$

Значение показателей степени при P_A колеблется в пределах 1,1 – 1,5; чаще $y = 1,1$.

Если диапазон изменения n и P_A сравнительно невелик, то можно пользоваться формулой

$$\frac{v_{m1}}{v_{m2}} = \frac{n_1 P_{A1}}{n_2 P_{A2}}.$$

В зарубежной нефтегазовой промышленности отсутствуют единые твердо установленные и обоснованные параметры режима бурения, которые рекомендовались бы для разбуривания пород с разными механическими свойствами. Для каждого района имеются параметры режима бурения, которые считаются наилучшими.

Большинство фирм, как тех, которые ведут бурение на промыслах, так и тех, которые выпускают долота, рекомендуют бурить при высоких нагрузках из расчета 1 – 3 т на 1" диаметра долота, при больших количествах бурового раствора, обеспечивающих скорость восходящего потока в кольцевом пространстве 0,7 – 1,2 м/с, при относительно низкой частоте вращения ротора (долота) в пределах 150 – 200 мин⁻¹, но не выше 300 мин⁻¹.

С увеличением размера долота осевую нагрузку повышают примерно пропорционально диаметру долота. При бурении в крепких породах применяют более высокие нагрузки на долото, чем в мягких породах.

8.4. РАЦИОНАЛЬНАЯ ОТРАБОТКА ДОЛОТ

Долота рационально обрабатывают (по В.С. Федорову) в том случае, если бурят при оптимальном сочетании параметров режима бурения и минимальных значениях $(P_{\Delta \max} - P_{\Delta \min})/P_{\Delta \text{ср}}$ и $(n_{\max} - n_{\min})/n_{\text{ср}}$. Продолжительность работы долот выбирают из расчета получения максимальной рейсовой скорости проходки или максимальной стойкости опор долота. Если хотя бы одно из этих условий не соблюдают, то нельзя считать, что долота обрабатывают рационально.

В результате опытов установлено, что если какой-нибудь параметр режима бурения увеличивается, а другие остаются постоянными или изменяются, не обеспечивая оптимального сочетания между параметрами, то при этом чаще темп углубления скважины снижается. А если и происходит некоторое увеличение показателей бурения, то сравнительно небольшое. При таких условиях обработка долот не может быть рациональной.

Так как параметры режима бурения n , P_{Δ} и Q оказывают различное влияние на механическую скорость проходки и износостойкость долота, то оптимальное соотношение между ними отвечает наиболее высокой рейсовой скорости проходки, т.е. наивыгоднейшие значения n , P_{Δ} и Q можно определить из системы уравнений

$$\partial v_p / \partial n = 0; \quad \partial v_p / \partial P_{\Delta} = 0; \quad \partial v_p / \partial Q = 0, \quad (8.17)$$

если при этом будут выполнены соответствующие требования ко вторым производным.

В турбинном бурении рациональное соотношение между P_{Δ} , n и Q часто не соответствует оптимальному режиму работы турбобура. Нередко наиболее высокие показатели эффективности обработки долот получают при работе турбобура в области тормозных режимов.

Если в процессе бурения контролировать только осевую нагрузку, то частота вращения долота может колебаться до $\pm 300 \text{ мин}^{-1}$. Такие колебания n объясняются рядом причин, но главнейшая из них — неравномерность подачи долота (бурильной колонны).

Так как в турбинном бурении $Q = \text{const}$ и частота вращения долота $n = \varphi(P_{\Delta})$, естественно, что при изменении P_{Δ} обязательно будет изменяться и n , причем абсолютное значение колебания будет зависеть от коэффициента K (сброса на 0,01 МН нагрузки).

Опыты показали, что во всех случаях, когда долото подается неравномерно, происходят колебания n , в результате чего эффективность работы долота снижается на 15—25 % и более.

Ориентируясь на рациональную обработку долот, нужно добиваться равномерной подачи бурильной колонны, чтобы колебания n не превышали 80 мин^{-1} .

Чтобы достичь равномерной подачи, следует применять регуляторы подачи долота. Но вследствие наличия неровностей на забое скважин и

некоторого скольжения шарошек сопротивления, встречаемые долотом, постоянно изменяются, а при этом изменяется и n . Турбинное бурение всегда ведется с некоторым колебанием n , если даже при бурении $P_A = \text{const}$ и $Q = \text{const}$.

Рациональная отработка долот невозможна, если нет критериев для определения времени, когда необходимо сменить долото.

Многолетний производственный опыт показывает, что у шарошечных долот наиболее изнашиваются два узла: опоры и рабочая поверхность. Применяемые долота делят на две группы: у одних $T_f \ll T_z$, у других $T_f \gg T_z$, где T_f и T_z — износостойкость соответственно опор и рабочей поверхности долот. Очевидно, в зависимости от соотношения между T_f и T_z метод определения продолжительности эффективной работы долота на забое должен быть различным.

Если $T_f \ll T_z$, то в процессе бурения еще задолго до начала изнашивания рабочей поверхности при высокой механической скорости проходки наблюдается расстройство опор долота: нарушается плавное качение роликов в большом подшипнике, происходит заклинивание роликов, прекращается вращение шарошек, создаются значительные сопротивления вращению долота.

В роторном бурении периодически (в момент заклинивания шарошки) резко увеличивается мощность, требуемая на бурение.

В турбинном бурении при нарушении качения роликов в подшипнике долота преимущество турбобура относительно осевой нагрузки уменьшается. Турбобур начинает останавливаться при осевой нагрузке P_A , меньшей, причем иногда значительно меньшей, чем начальная $P_{A, \text{нач}}$. Если бурят при параметрах, соответствующих области тормозных режимов работы турбобура, то указанное явление может быть выражено более резко.

Если начинают нарушаться плавность качения опорных элементов долота, происходит заклинивание шарошек, то может произойти разрушение долота. Заметив это, бурильщик должен прекратить бурение и поднять долото для его замены.

Если для разбуривания нефтяного и газового месторождения длительное время применяют долота одного типа, то на основании статистических материалов для них можно установить время T , в течение которого наступает расстройство опор; это будет рациональное время эффективной работы долота на забое T_p . После того как долото проработало на забое время $T_p = T$, его необходимо поднять, если даже при этом еще сравнительно высока механическая скорость проходки.

Итак, если $T_f \ll T_z$, то $T_p \ll T_f$.

Если рабочая поверхность изнашивается быстрее опор ($T_z \ll T_f$ или $T_z \approx T_f$), то время эффективной работы долота на забое следует определять из условия изнашивания его рабочей поверхности. Многочисленные исследования показали, что при этом наиболее правильно T_p определять из условия максимума рейсовой скорости проходки v_p . При этом можно применять приближенное выражение

$$v_p = \frac{h_{P_A}}{t_0 + t_n + t_{сп}}. \quad (8.18)$$

Исследуя функцию на максимум, получаем при $dv_p/dt_0 = 0$

$$\frac{dh_{p_A}}{dt_6} = \frac{h_{p_A}}{T_p + t_{\text{п}} + t_{\text{сп}}}.$$

Так как $dh_{p_A} / dt_6 = v_M$, то при $t_6 = T_p$

$$v_M = v_p. \quad (8.19)$$

Следовательно, с технической точки зрения долото на забое следует использовать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости походки. Это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое T_p .

В этом случае при определении времени подъема долота можно руководствоваться механической скоростью проходки. Долото нужно поднимать после того, как механическая скорость проходки, уменьшаясь с течением времени, достигнет значения

$$v_M = k_0 v_{M, \text{ср}},$$

где $v_{M, \text{ср}}$ — средняя механическая скорость проходки, м/ч; k_0 — коэффициент, определяемый опытным путем.

Значение k_0 зависит от соотношения между t_6 и $t_{\text{сп}} + t_{\text{п}}$ и удовлетворяет условию $0 < k_0 < 1$.

После полного изнашивания долота (или по иным причинам) колонну бурильных труб приподнимают на несколько метров и промывают скважину до тех пор, пока плотности бурового раствора, закачиваемого в скважину и выходящего из нее, окажутся равными. В это время подготавливают для спуска в скважину новое долото и проверяют состояние оборудования и спускоподъемного инструмента. Затем поднимают инструмент из скважины.

8.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

Установление режимов бурения для проходки тех или иных пачек пород на основе данных о работе применяемых долот в этих пачках является наиболее точным, если при этом учтен опыт бурения на соседних площадях, а также результаты соответствующих теоретических и экспериментальных исследований.

По отдельным пачкам для каждого типоразмера турбобуров и определенных скоростей вращения ротора составляют таблицы количественных показателей работы долот и параметров режима бурения, зафиксированных при проходке этих пачек в соседних пробуренных скважинах. Результаты расчетов сводят в таблицу, по данным которой выбирают режимы.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ (ПО В.С. ФЕДОРОВУ И В.Г. БЕЛИКОВУ)

Для проектирования режимов бурения расчетным путем необходимо знать твердость $P_{\text{ф}}$ разбуриваемых пород в условиях забоя, предел текучести $P_{0\text{ф}}$ пород в этих условиях и другие свойства пород (критическое напряжение σ , абразивность, пластичность и т.д.). Аналитический метод проектирования режимов бурения можно использовать в том случае, если

нет промысловых статистических данных о работе долот на рассматриваемой площади или в определенном интервале, а также если нужно уточнить параметры режима бурения, выбираемые на основе промысловых статистических данных, для выявления потенциальных возможностей технической оснащённости буровых установок и т.д.

Определение осевой нагрузки на долото. Минимальную осевую нагрузку на долото (кН), при которой объемное разрушение породы имеет преобладающее значение, можно определить следующим образом:

а) для упругохрупких и упругопластичных пород

$$G_{0t} = 0,1p_{\phi}F_t; \quad (8.20)$$

б) для пород, не дающих хрупкого разрушения, т.е. для пластичных пород

$$G_{0t} = 0,1p_{0\phi}F_t, \quad (8.21)$$

где F_t — опорная площадь рабочей поверхности долота, см²; p_{ϕ} и $p_{0\phi}$ — в МН/м².

Максимальную осевую нагрузку (кН) на шарошечное долото, при которой поверхностное разрушение упругохрупких и упругопластичных пород еще имеет преобладающее значение, находят по формуле

$$G_{nt} = 0,1p_{y,\phi}F_t, \quad (8.22)$$

где $p_{y,\phi}$ — предел усталости породы в условиях забоя, МН/м².

Если бурение ведется в породах, не дающих хрупкого разрушения, то поверхностное разрушение начинается при осевой нагрузке на долото, меньшей G_{0t} .

Усталостно-объемное разрушение породы преобладает при осевой нагрузке на долото G_{yt} , причем

$$G_{nt} < G_{yt} < G_{0t}. \quad (8.23)$$

Если известно критическое напряжение σ породы в барах, то осевую нагрузку G_{0t} на долото в килоньютонках можно подсчитать по формуле

$$G_{0t} = 0,1\sigma F_t. \quad (8.24)$$

Поверхностные разрушения горных пород, не дающих хрупкого разрушения, наблюдаются при $G < G_{0t}$.

Максимальную осевую нагрузку на долото (кН) при разбурировании пластичных пород шарошечными долотами, исходя из особенностей разрушения этих пород при бурении, можно определить по формуле

$$G_{vt} = 0,1p_{0\phi}F_{\delta_{m,\Delta t}}, \quad (8.25)$$

или по формуле

$$G_{vt} = 0,1\sigma F_{\delta_{m,\Delta t}}, \quad (8.26)$$

где $F_{\delta_{m,\Delta t}}$ — уравнивающая площадь долота при максимально допустимом погружении $\delta_{m,\Delta t}$ его рабочих элементов в породу, см²:

$$\delta_{m,\Delta t} = \left(\frac{3}{4} \div \frac{5}{6}\right) h_{zm}; \quad \delta_{m,\Delta t} = \left(\frac{3}{4} \div \frac{5}{6}\right) h_{zm}; \quad (8.27)$$

h_{zm} — высота самых низких зубцов долота, мм.

Осевая нагрузка на долото, скорость его вращения и подача промывочной жидкости не должны превышать значений, обусловливаемых техническими возможностями буровой установки.

Пример 1. Определить осевые нагрузки G_{0t} , G_y и $G_{пт}$ на трехшарошечное долото. Опорная площадь $F_1 = 1,46 \text{ см}^2$, $p_{\phi} = 1290 \text{ МН/м}^2$ и $p_{y,\phi} = 475 \text{ МН/м}^2$.

Минимальную осевую нагрузку на долото при преобладающем значении объемного разрушения породы подсчитываем по формуле (8.20)

$$G_{0t} = 0,1 \cdot 1290 \cdot 1,46 = 188,3 \text{ кН.}$$

По формуле (8.22) находим осевую нагрузку на долото при преобладающем значении поверхностного разрушения породы

$$G_{пт} = 0,1 \cdot 475 \cdot 1,46 = 69,3 \text{ кН.}$$

Согласно неравенству (8.23) усталостно-поверхностное разрушение породы при рассматриваемых условиях имеет преобладающее значение при осевых нагрузках на долото, заключенных в пределах от 69,3 до 188,3 кН, т.е.

$$69,3 < G_{yt} < 188,3 \text{ кН.}$$

Пример 2. Определить максимальную осевую нагрузку на шарошечное долото, если $p_{0\phi} = 196 \text{ МН/м}^2$ и $F_{\delta_{м.дт}} = 2,03 \text{ см}^2$.

По уравнению (8.25) имеем

$$G_{vt} = 0,1 \cdot 196 \cdot 2,03 = 39,8 \text{ кН.}$$

Определение частоты вращения долота. Объемное разрушение горной породы при бурении зависит не только от выбора требуемой осевой нагрузки на долото, но и от подбора соответствующей продолжительности τ контакта зубьев шарошек с породой. Минимально необходимая продолжительность $\tau_{м.н}$ контакта зависит от свойств породы и других факторов и колеблется от 3 до 8 мс.

Максимально допустимую частоту вращения (мин^{-1}) шарошечного долота для обеспечения минимально необходимой продолжительности контакта зубьев с породой определяют по формуле

$$n_{м.д} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\tau_{м.н} z D}, \quad (8.28)$$

где $d_{ш}$ — диаметр шарошки, мм; $\tau_{м.н}$ — в мс; z — число зубьев на периферийном венце шарошки; D — диаметр долота, мм (для современных шарошечных долот отношения $d_{ш}/D$ колеблется в пределах от 0,595 до 0,7).

При расчетах можно принимать $\tau_{м.н} = 6 \div 8$ мс для упругохрупких пород, $\tau_{м.н} = 5 \div 7$ мс для упругопластичных и $\tau_{м.н} = 3 \div 6$ мс для пород, не дающих хрупкого разрушения (пластичных).

Пример 3. Определить максимально допустимую частоту вращения долота из условия обеспечения объемного разрушения упругопластичной горной породы, если диаметр шарошек $d_{ш} = 95$ мм, диаметр долота $D = 145$ мм, число зубьев на периферийном венце $z = 19$.

Принимая $\tau_{\text{м.н}} = 6$ мс, по формуле (8.28) находим, что

$$n_{\text{м.д}} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{95}{6 \cdot 19 \cdot 145} = 345 \text{ мин}^{-1}.$$

При поверхностном разрушении породы шарошечными, лопастными и фрезерными долотами механическая скорость проходки возрастает прямо пропорционально увеличению скорости вращения долота до практически применяемых в настоящее время скоростей вращения долота.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ ДЛЯ АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ

Основными критериями при выборе параметров режима алмазного бурения должны быть допустимая нагрузка на алмазы и критическая окружная скорость, определяемые соответственно прочностью алмазов и существующими нормами промывки и твердости пород.

Нагрузку на долото (кН) рекомендуется определять по формуле

$$G = 0,1ap_{\text{ш}}S_{\text{к}}, \quad (8.29)$$

где a — коэффициент, учитывающий характер разрушения породы на забое и прочность алмазов (для условий бурения отечественными алмазами в Республике Башкортостан коэффициент a принимается равным $0,5 - 0,8$); $p_{\text{ш}}$ — твердость породы по штампу, МН/м²; $S_{\text{к}}$ — контактная площадь алмазов, установленных на торцевой части долота, см².

Для практических расчетов можно пользоваться формулой

$$S_{\text{к}} = 0,03d_{\text{с}}k_{\text{т}}, \quad (8.30)$$

где $S_{\text{к}}$ — в мм²; $0,03$ — коэффициент, характеризующий степень внедрения алмазов при хрупком разрушении породы; $k_{\text{т}}$ — число алмазов на торцевой поверхности долота; $d_{\text{с}}$ — средний диаметр алмазов, мм.

В начале бурения новым долотом нагрузка не должна превышать $5 - 10$ кН. Для трещиноватых пород расчетные нагрузки рекомендуется уменьшать на 50% .

Количество промывочной жидкости (л/с) рекомендуется определять по формуле

$$Q = K_0S_{\text{з}}, \quad (8.31)$$

где $K_0 = 0,06 \div 0,10 \text{ см}^3/(\text{с} \cdot \text{см}^2)$ — размерный коэффициент очистки (охлаждения) забоя, характеризующий расход жидкости на площади забоя 1 см^2 за 1 с ; $S_{\text{з}}$ — площадь забоя скважины, см².

Частота вращения алмазных долот (мин⁻¹) определяется исходя из критической окружной скорости $\omega_{\text{кр}}$ коронки диаметром D :

$$n = 60\omega_{\text{кр}}/(\pi D), \quad (8.32)$$

где D — в м; $\omega_{\text{кр}}$ — в м/с.

Обычно $\omega_{\text{кр}} = 3 \div 5 \text{ м/с}$. При большей скорости наблюдается зашламление алмазных долот.

При бурении плотных, монолитных, малоабразивных пород увеличение частоты вращения неопасно. При бурении трещиноватых неоднород-

ных пород высокая частота вращения может привести к выкрашиванию алмазов. Для долот диаметром 142 мм рекомендуется частота вращения до 400 мин^{-1} , а для долот диаметром 158, 186 и 208 мм она не должна превышать соответственно 350, 300 и 250 мин^{-1} .

Исследованиями УфНИПИ установлено, что требуемая мощность для алмазного бурения пропорциональна скорости вращения и нагрузке. Удельное значение мощности составляет $0,157–0,170 \text{ кВт}$ на 1 см^2 забоя. Момент на долоте пропорционален нагрузке. Удельное значение момента составляет $20–30 \text{ кН·м}$.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ ПУТЕМ ПЕРЕСЧЕТА

Проектировать режимы бурения путем пересчета можно, если на данной площади или в данных пачках породы бурили долотами определенного типоразмера и выявилась необходимость перехода на долота других типов или диаметров. При этом сначала устанавливают рациональные режимы бурения для долот применяемых типоразмеров на основе имеющихся промысловых статистических данных о работе этих долот, а потом эти режимы пересчитывают для долот требуемых типов и диаметров.

Определенные таким образом параметры режимов бурения должны быть уточнены с учетом технических возможностей буровой установки.

При переходе на долото другого типа осевую нагрузку на долота определяют по формуле

$$G_M = G_C \frac{\eta_{zM} t_{zM}}{\eta_{zC} t_{zC}} \quad (8.33)$$

или по формуле

$$G_M = G_C \frac{F_{\delta_{M,A,M}}}{F_{\delta_{M,A,C}}}, \quad (8.34)$$

где η_z — коэффициент перекрытия долота; t_z — шаг зубьев; индекс «с» относится к долотам, которыми велось бурение и для которых установлен рациональный режим бурения на основе промысловых статистических данных о работе этих долот, а индекс «м» — к долотам, которыми предполагается вести бурение.

Частоту вращения долот (мин^{-1}) можно пересчитать по формуле

$$n_M = n_C \frac{d_{ш.М} z_C}{d_{ш.С} z_M}, \quad (8.35)$$

где $d_{ш}$ и z — то же, что и в уравнении (8.28).

Подачу промывочной жидкости при роторном бурении и при бурении электробурами можно оставить без изменения или несколько повысить, так как при переходе на долото другого типа процесс разрушения породы пойдет более интенсивно, а следовательно, должна быть более интенсивной и промывка.

В турбинном бурении изменение подачи промывочной жидкости может быть вызвано не только технологическими (промывка), но и энергетическими условиями вследствие изменения момента сопротивления на доло-

те или при переходе на другой тип турбобура (например, с односекционно-го на двухсекционный) и т.д.

Пример 4. Определить осевую нагрузку на долото № 11 типа М ($\eta_{zm} = 1,14$; $t_{zm} = 30$ мм), если при бурении долотами типа С такого же диаметра ($\eta_{zc} = 1,35$; $t_{zc} = 25$ мм) рациональная осевая нагрузка на долото составляет 103 кН.

По формуле (8.33)

$$G_m = 103 \frac{1,14 \cdot 30}{1,35 \cdot 25} = 104,3 \text{ кН.}$$

Пример 5. Определить частоту вращения долота 3Б11МЛ ($d_{ш.м} = 170$ мм; $z_m = 18$), если при бурении долотами 3Б11С ($d_{ш.с} = 173$ мм; $z_c = 21$) рациональная частота вращения долота составляла 295 мин^{-1} .

Частоту вращения долота определяем по формуле (8.35):

$$n_m = 295 \frac{170 \cdot 21}{173 \cdot 18} = 338 \text{ мин}^{-1}.$$

При переходе на долота меньшего диаметра стремятся сохранить одинаковые условия разрушения проходимых пород, т.е. равные механические скорости проходки. Этого можно достичь, если при уменьшении диаметра долота не допускать снижения частоты вращения долота, удельной нагрузки на породу и степени очистки забоя и долота от выбуренной породы и промывки ствола скважины.

Осевая нагрузка на долото

$$G_2 = G_1 \frac{\eta_{z2} t_{z2} D_2}{\eta_{z1} t_{z1} D_1}, \quad (8.36)$$

где индекс «1» относится к долотам большего диаметра, которыми велось бурение и для которых установлен рациональный режим бурения на основе промысловых статистических данных о работе этих долот, а индекс «2» — к долотам меньшего диаметра, которыми предполагается бурить.

Если исходить из условия равенства механической скорости проходки, то $n_2 = n_1$; если исходить из условия $\tau_{м.н} = \text{const}$, то частоту вращения долота (мин^{-1}) можно подсчитать по формуле

$$n_2 = n_1 \frac{d_{ш2} z_1 D_1}{d_{ш1} z_2 D_2}. \quad (8.37)$$

Подачу промывочной жидкости (л/с), исходя из технологических условий, определяют по формуле

$$Q = \lambda Q_1 \frac{D_2^2 - d_2^2}{D_1^2 - d_1^2}, \quad (8.38)$$

где λ — коэффициент, учитывающий увеличение стесненности кольцевого пространства при переходе на долота меньшего диаметра (при уменьшении диаметра долота на один номер можно принимать $\lambda = 1,07 \div 1,21$); d — наружный диаметр бурильных труб.

Пример 6. Определить осевую нагрузку на долото 3Б9С ($\eta_{z2} = 1,36$; $t_{z2} = 18$ мм; $D_2 = 214$ мм), если рациональная осевая нагрузка на долото 3Б11С ($\eta_{z1} = 1,35$; $t_{z1} = 25$ мм; $D_1 = 269$ мм) составляет 147,5 кН.

По формуле (8.36)

$$G_2 = 147,5 \frac{1,36 \cdot 18 \cdot 214}{1,35 \cdot 25 \cdot 269} = 85,1 \text{ кН.}$$

Пример 7. Определить подачу промывочной жидкости при бурении долотами № 9 с использованием бурильной колонны диаметром 141 мм, если рациональная подача промывочной жидкости при бурении долотами № 11 с использованием бурильной колонны диаметром 168 мм составляет 39 л/с.

Принимая $\lambda = 1,14$, по формуле (8.38) находим

$$Q = 39 \frac{1,14(214^2 - 141^2)}{269^2 - 168^2} = 26,6 \text{ л/с.}$$

Подачу промывочной жидкости (л/с) в турбинном бурении в зависимости от энергетических условий при переходе на долота меньшего диаметра можно определить по формуле

$$Q_2 = Q_1 \frac{D_2}{D_1} \sqrt{\frac{A_{M1}}{A_{M2}}}, \quad (8.39)$$

где A_{M2} и A_{M1} — параметр A_M соответственно для турбины меньшего и большего диаметра, $\frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \text{кН}}$.

При заданной подаче промывочной жидкости для турбины меньшего диаметра A_M определяют по следующей упрощенной формуле:

$$A_{M2}^* = A_{M1} \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^2 \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2. \quad (8.40)$$

Зная A_{M2}^* , можно определить требуемое число ступеней k_2^* турбины турбобура меньшего диаметра:

$$k_2^* = A_{M2}^* / A_{M1(1)}, \quad (8.41)$$

где $A_{M1(1)}$ — параметр A_M одной ступени турбины меньшего диаметра.

Пример 8. Определить подачу промывочной жидкости при бурении долотами условного размера № 9 турбобура Т12МЗ-7 1/2", если при бурении долотами условного размера № 11 на турбобурах Т12МЗ-9" рациональная подача промывочной жидкости составляет 39 л/с.

По формуле (8.39) подача

$$Q = 39 \frac{214}{269} \sqrt{\frac{0,0987}{0,1150}} = 28,7 \text{ л/с.}$$

Пример 9. Определить параметр A_M турбины меньшего диаметра для условий примера 8, если $Q_2 = 26,6$ л/с.

По формуле (8.40)

$$A_{M2}^* = 0,0987 \left(\frac{214}{269} \right)^2 \left(\frac{39}{26,6} \right)^2 = 0,1258 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \text{кН}}.$$

Пример 10. Определить число ступеней турбины меньшего диаметра, если $A_{м2}^* = 0,1258 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \text{кН}}$ и $A_{м1(1)} = 0,959 \cdot 110^{-3} \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \text{кН}}$.

По формуле (8.41) число ступеней

$$k_2^* = 0,1258 / (0,959 \cdot 10^{-3}) = 131.$$

КРИТЕРИИ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ ЗАМЕНЫ ДОЛОТА

При работе долота на забое с течением времени проходка возрастает, а мгновенная механическая скорость уменьшается. Если при этом долговечность T_f опор долота выше долговечности T_z рабочей поверхности, то мгновенная рейсовая скорость сначала увеличивается, достигая максимального значения для данных условий, а затем уменьшается. Продолжительность механического бурения, при котором достигается максимум рейсовой скорости, называется *рациональным временем* $t_{б.р}$ работы долота на забое. Это время можно вычислить по следующей приближенной формуле:

$$t_{б.р} = A_{t_{б.р}} \sqrt{t_{сп} + t_{пп}}, \quad (8.42)$$

где $t_{сп}$ — продолжительность спуска, подъема, замены долота и наращивания бурильной колонны; $t_{пп}$ — продолжительность промывки и проработки скважины;

$$A_{t_{б.р}} = 1,05 / \sqrt{\theta_z}. \quad (8.43)$$

В формуле (8.43) θ_z — коэффициент износа рабочей поверхности долота характеризует темп падения мгновенной механической скорости в процессе работы долота на забое и представляет собой обратную величину логарифмического декремента убывания указанной скорости; последний равен времени, в течение которого мгновенная механическая скорость уменьшается в e раз (e — основание натурального логарифма). Значение θ_z зависит от абразивных свойств породы, износостойкости рабочей поверхности долота и параметров режима бурения; оно возрастает с увеличением диаметра долота и шага зубьев.

Коэффициент θ_z можно определить опытным путем, воспользовавшись формулой

$$\theta_z = 2,3 \frac{\lg[h_1 / (h_1 - h_2)]}{t_{б1}}, \quad (8.44)$$

где h_1 и h_2 — проходка, выполненная долотом в данном долблении соответственно за время $t_{б1}$ и время $t_{б2} = 2t_{б1}$.

Следует иметь в виду, что уравнение (8.42) получено при условии, что $t_{сп}$ и $t_{пп}$ для данного долбления не зависят от времени механического бурения. Это, очевидно, справедливо в том случае, когда проходка на долото не превышает длины бурильной трубы.

Кривая $v_p = v_p(t_б)$ имеет асимметричный вид: у восходящей ветви этой кривой темп возрастания более высокий, чем темп падения у нисходящей

ветви кривой. Поэтому при приближенных определениях t_6 допускать ошибку можно лишь в сторону «передержки» долота на забое, так как небольшая «передержка» мало отразится на рейсовой скорости и по сравнению с «недодержкой» даст большую проходку. Кроме того, следует учитывать и то, что продолжительность работы долота, соответствующая минимальному значению себестоимости 1 м проходки, обычно больше (иногда равна) продолжительности работы, соответствующей максимальной рейсовой скорости.

Как правило, на буровых отсутствуют приборы, записывающие кривую $v_p = v_p(t_6)$ и указывающие ее максимум, поэтому $t_{6,p}$ отдельно для каждого долбления не определяют, а используют различные данные, полученные на основе хронометражных наблюдений и статистических материалов, например:

- 1) продолжительность механического бурения $t_{6,p}$;
- 2) проходку на долото, соответствующую $t_{6,p}$;
- 3) конечную механическую скорость v_k , соответствующую максимуму рейсовой скорости;
- 4) отношение конечной механической скорости v_k к начальной v_0 .

Хронометражные наблюдения показывают, что шарошечные долота в большинстве случаев приходится поднимать до достижения максимума рейсовой скорости. Это происходит потому, что долговечность опор шарошечных долот меньше долговечности их рабочей поверхности, а продолжительность спускоподъемных операций и вспомогательных работ сравнительно велика.

Если в данных условиях какие-либо модели долот применяют длительное время, то на основании статистических материалов для них устанавливают время T_f , за которое наступает расстройство опор. Это время равно времени эффективной работы долота на забое $t_{6,3}$. После того как долото проработало на забое в течение времени $t_6 T_f$, его необходимо поднимать, если даже при этом механическая скорость еще сравнительно высока. В турбинном бурении при этом можно еще ориентироваться и на приемистость турбобура, т.е. на значение осевой нагрузки G_{max} .

Таким образом, если $T_f > T_z$ и в процессе бурения необходимо достичь максимума рейсовой скорости, то этими долотами следует бурить до получения указанного максимума в течение времени $t_{6,p}$. Если $T_f < T_z$, то бурить следует в течение времени $t_{6,3} = T_f$. Очевидно, при использовании безопорных долот (лопастные, алмазные и с резцами из твердого сплава) необходимо ориентироваться на $t_{6,p}$, учитывая при этом «потерю» ими диаметра.

При определении необходимости замены долота можно исходить из стоимости 1 м проходки, т.е. поднимать долота тогда, когда стоимость 1 м проходки в процессе долбления снизится до минимума.

Задаваемые бурильщиками значения критериев для установления необходимости замены долота являются ориентировочными, потому что они определяются как среднестатистические величины; качество отдельных долот нестабильно, и условия работы долот в каждом из долблений несколько различаются, поэтому следует пользоваться одновременно несколькими критериями.

Пример 11. Определить рациональное время работы долота на забое, если $t_{c,n} = 7,5$ ч, $t_{n,n} = 0,5$ ч и $\theta_z = 0,16$ ч⁻¹.

По формуле (8.43)

$$A_{t_{6,p}} = 1,05 / \sqrt{0,16} = 2,63.$$

Искомое время $t_{6,p}$ определяем по формуле (8.42):

$$t_{6,p} = 2,63\sqrt{7,5 + 0,5} = 7,45 \text{ ч.}$$

Пример 12. Определить коэффициент износа θ_z рабочей поверхности долота, если за первые 3 ч работы этим долотом скважина была углублена на 7,5 м и за следующие 3 ч на 4,5 м.

По формуле (8.44)

$$\theta_z = 2,3 \frac{\lg[7,5 / (12 - 7,5)]}{3} = 0,17.$$

8.6. ОЧИСТКА БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА

Своевременная и качественная очистка ствола скважины от осколков выбуренной породы (шлама) повышает показатели работы долот и снижает вероятность осложнений и аварий, что представляет существенный резерв в сокращении сроков и стоимости бурения.

Вопросам очистки скважины посвящены работы Э.А. Акопова, В.Г. Беликова, А.И. Булатова, Г.Г. Габузова, Н.А. Гукасова, А.М. Гусмана, О.М. Гусейнова, А.К. Козодоя, В.И. Липатова, Е.Г. Леонова, А.Х. Мирзаджанзаде, Б.И. Мительмана, Ю.М. Проселкова, Р. Уоккера, С. Уильямса, В.С. Федорова, Н.М. Шерстнева, Р.И. Шищенко и других исследователей.

ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ШЛАМА НА ПОВЕРХНОСТЬ

Анализ современного состояния проблемы очистки ствола бурящейся скважины от выбуренной породы показывает, что нет единого мнения о влиянии режимов течения, показателей свойств бурового раствора, продолжительности промывки и частоты вращения бурильных труб на транспортирующую способность потока бурового раствора. Заключение о влиянии реологических показателей на выносную способность буровых растворов противоречивы, а механический принцип относительности, широко используемый для расчета скорости восходящего потока ньютоновских жидкостей, в случае применения буровых растворов требует экспериментальной проверки. Кроме того, не ясен вопрос о выборе расчетного диаметра частиц выбуренной породы, предназначенных к гидротранспорту по стволу скважины.

Таким образом, из-за отсутствия научно обоснованных рекомендаций по выбору основных параметров промывки, обеспечивающих совершенную очистку ствола скважины, и недостатка формализованных представлений о процессах гидротранспорта шлама составление важнейших ограничений гидравлических программ в настоящее время затруднено. Это не позволяет использовать потенциальные резервы повышения эффективности бурового процесса в результате интенсификации гидротранспорта выбуренной породы по стволу бурящейся скважины.

Статистический анализ исследованных проб бурового шлама позволяет ориентировочно вычислять массовую долю частиц в буровом растворе.

Диаметр частиц, мм	> 1,5÷2,2	> 3,0÷4,5	> 6÷7
Массовая доля частиц, %	78–82	50	5–10

Максимально возможный размер шлама достигает 14–15 мм.

Очевидно, что при расчетах процесса гидротранспорта следует ориентироваться на шлам либо наибольшего размера, либо наибольшего объема. Так, представляется рациональным для предотвращения зашламления ствола скважины принять меры для удаления частиц размером более 1,5–2 мм, а при внезапных остановках циркуляции предотвратить осаждение наиболее крупных частиц. Однако при сальникообразовании, по-видимому, следует рассматривать возможности удаления или предотвращения образования более мелких частиц, составляющих 20–30 % общей массы шлама, образовавшегося при бурении. Для уточнения этих вопросов необходимо иметь четкое представление о транспортирующей способности буровых растворов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ОСАЖДЕНИЯ ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Согласно механическому принципу относительности, широко практикуемому при проектировании гидротранспорта с использованием ньютоновских жидкостей и газообразных агентов, транспортирующая способность бурового раствора зависит от скорости осаждения взвешенных частиц.

В общем случае при равномерном падении частицы в жидкой изотропной покоящейся среде скорость падения (м/с) определяют по формуле Риттингера

$$u = \left(\frac{4}{3} \frac{d_0}{C_f} \frac{\rho_{\text{ч}} - \rho}{\rho} g \right)^{1/2}, \quad (8.45)$$

где d_0 — характерный размер (для шарообразной частицы — диаметр), м; $\rho_{\text{ч}}$ и ρ — плотность частицы и жидкости соответственно, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с²; C_f — коэффициент сопротивления обтеканию частиц.

Согласно формуле (8.45), скорость осаждения частиц в любой жидкости зависит от коэффициента сопротивления обтеканию C_f . Величина C_f в свою очередь, находится в сложной взаимосвязи с критерием Рейнольдса (Re), включающим искомую скорость.

Ввиду отсутствия методики определения скорости осаждения взвешенных частиц в неньютоновских жидкостях, при проектировании процессов гидротранспорта бурового шлама обычно принимают $C_f = \text{const}$, что оправдано в случае турбулентного режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины.

Далее предлагается разработанный Г.Г. Габузовым и Ю.М. Проселковым простой способ определения скорости осаждения шарообразных частиц в безграничной вязкопластичной среде при всех возможных режимах обтекания.

На рис. 8.6 в виде точек представлены опытные данные разных авторов, характеризующие изменения C_f в диапазоне $10^{-1} \leq \text{Re} \leq 5 \cdot 10^5$. Извест-

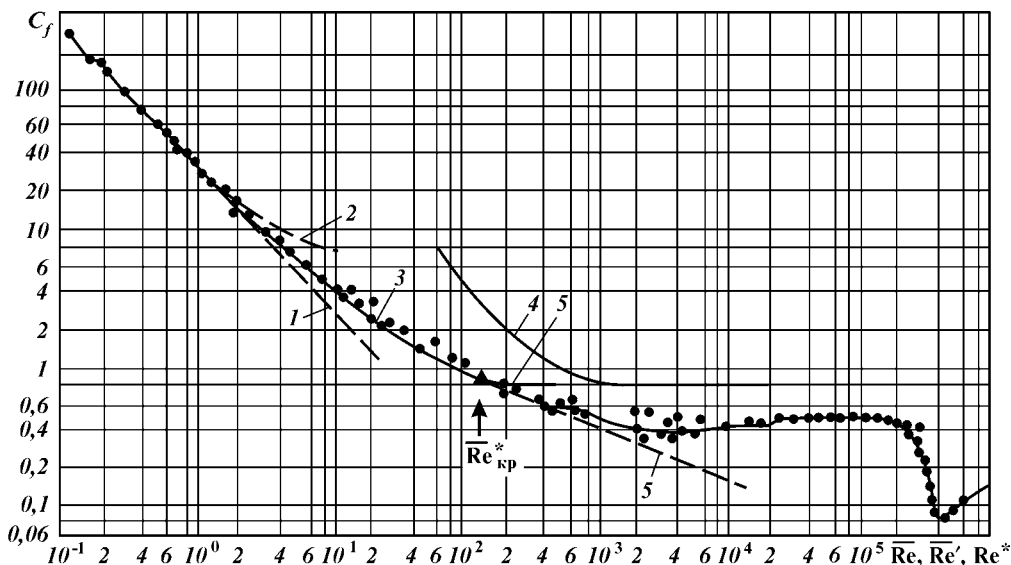


Рис. 8.6. Значения C_f в зависимости от режима обтекания частиц

ны формулы, аппроксимирующие опытные данные в отдельных интервалах Re .

Так, при $Re \leq 1$ справедлива зависимость (кривая 1 на рис. 8.6)

$$C_f = 24\overline{Re}^{-1}; \quad \overline{Re} = \frac{ud_0\rho}{\mu}, \quad (8.46)$$

где μ — абсолютная вязкость жидкости, Па·с.

После подстановки (8.46) в формулу (8.45) можно получить известную зависимость Стокса, выведенную теоретическим путем из дифференциальных уравнений гидродинамики без учета инерционных членов:

$$u = \frac{d_0^2(\rho_q - \rho)g}{18\mu}. \quad (8.47)$$

При $Re \leq 5$ справедлива аналитическая зависимость Озеена (кривая 2 на рис. 8.6), полученная при частичном учете сил инерции:

$$C_f = 24\overline{Re}^{-1}(1 + 1,88\overline{Re}). \quad (8.48)$$

Л.М. Левиным приводится формула, хорошо аппроксимирующая экспериментальные данные (кривая 3 на рис. 8.6) в широком диапазоне изменения критерия Рейнольдса:

$$C_f = 24\overline{Re}^{-1}(1 + 1,17\overline{Re}^{0,665}); \quad 1 < \overline{Re} < 1000. \quad (8.49)$$

При значениях $1000 \leq \overline{Re} \leq 2 \cdot 10^5$ имеет место чисто турбулентный режим обтекания, коэффициент C_f не зависит от $\overline{Re}$ и может быть принят равным приблизительно 0,43 (см. рис. 8.6).

Таблица 8.1

Трансформация данных Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова в новые переменные

Данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова			Перевод данных в новые переменные			
k	a	$\overline{Re}'$	$\overline{Re} = \overline{Re}' \frac{a+1}{a-1}$	$C_f = \frac{4g}{3k^2}$	$\frac{\tau_0 d_0}{u\eta} = \frac{\overline{Re} C_f}{8a}$	$\overline{Re}^* = \frac{\overline{Re}}{1 + \tau_0 d_0 / (3u\eta)}$
15	1,7	100	386	5,81	165	7
20	2,2	170	454	3,27	85	16
30	3,5	350	630	1,45	32	54
40	7,0	750	997	0,82	15	166

Процесс осаждения частиц в неньютоновских жидкостях изучен недостаточно. Зарубежные исследователи либо ограничиваются рассмотрением качественной стороны вопроса, либо ориентируют на необходимость оперативного определения скорости осаждения частиц по вычисленной скорости сдвига с использованием реограммы, снятой на специальном вискозиметре.

В 1932 г. была издана работа Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова по экспериментальному определению скорости осаждения шарообразных частиц и кубиков в буровом растворе. Опытные данные представлены в координатах $k - \overline{Re}'$:

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3C_f}}; \quad \overline{Re}' = \frac{u d_0 \rho}{\eta + \tau_0 / \gamma}; \quad \gamma = \frac{\tau_0(a-1)}{2\eta}; \quad a = \frac{d_0(\rho_q - \rho)g}{G\tau_0}, \quad (8.50)$$

где $\overline{Re}'$ — обобщенный критерий Рейнольдса; η — пластическая вязкость, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па; γ — средний градиент скорости, равный полусумме градиентов на границе шара и на поверхности возмущения среды, с^{-1} .

Пересчет k на C_f (табл. 8.1) позволил построить графическую зависимость (8.50) в координатах $C_f - \overline{Re}^*$ (кривая 4 на рис. 8.6). Из графика (см. рис. 8.6) следует, что зависимости коэффициента сопротивления обтекания для ньютоновских и вязкопластичных жидкостей не совпадают. Чисто турбулентный режим обтекания начинается при $\overline{Re}' \geq 700$, при этом $C_f = 0,82$ и не зависит от $\overline{Re}'$. Указанное несовпадение создает соответствующие неудобства.

Так, кривая 4 на рис. 8.6 не может быть с достаточной уверенностью экстраполирована в область малых чисел Рейнольдса, наиболее интересных с точки зрения условий, препятствующих осаждению.

Между тем, экспериментальные данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова могут быть по-новому интерпретированы при условии применения модифицированного определяющего критерия. Покажем это.

Сила тяжести (вес) шарообразной частицы в жидкости

$$G = \pi d_0^3 (\rho_q - \rho)g/6.$$

Сила сопротивления F при падении шарообразной частицы в любой жидкости равна произведению касательного напряжения сдвига на стенках шара τ^* на площадь поверхности частицы πd_0^2 :

$$F = \tau^* \pi d_0^2.$$

В частном случае, когда действующая сила есть сила тяжести и шар равномерно падает в жидкость, $G = F$, тогда

$$\tau^* = d_0 (\rho_{\text{ш}} - \rho)g/6. \quad (8.51)$$

Решив совместно уравнения (8.47) и (8.51), получим выражение, связывающее τ^* со средним градиентом скорости γ для ньютоновских жидкостей:

$$\tau^* = \mu \bar{\gamma}, \quad (8.52)$$

где

$$\gamma = 3u/d_0. \quad (8.53)$$

Принимая во внимание вид функций, предназначенных для описания реологического состояния жидкостей, и имея в виду зависимости (8.52) и (8.53), для вязкопластичных сред можно записать

$$\tau^* = \tau_0 + \eta \frac{3u}{d_0}. \quad (8.54)$$

Объединив формулы (8.51) и (8.54), получим формулу для расчета скорости падения шарообразной частицы в безграничной вязкопластичной среде без учета инерционных сил:

$$u = \frac{d_0^2(\rho_{\text{ш}} - \rho)g}{18\eta} - \frac{\tau_0 d_0}{3\eta}. \quad (8.55)$$

При $\tau_0 = 0$ зависимость (8.55) превращается в формулу Стокса (8.47).

Совместное решение уравнений (8.45) и (8.55) относительно C_f дает формулу

$$C_f = 24 \overline{\text{Re}}^{-1} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right). \quad (8.56)$$

Из этой формулы следует выражение для расчета нового модифицированного критерия Рейнольдса для вязкопластичных сред:

$$\overline{\text{Re}}^* = \overline{\text{Re}}^{-1} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right)^{-1}. \quad (8.57)$$

В табл. 8.1 выполнен перерасчет критерия $\overline{\text{Re}}'$ на $\overline{\text{Re}}^*$. В результате кривая 4 на рис. 8.6 переместилась влево и полностью совместилась с кривой 3, отображающей зависимость $C_f(\overline{\text{Re}})$ для ньютоновских жидкостей. При этом критическое значение нового модифицированного критерия Рейнольдса $\overline{\text{Re}}^*$ оказалось равным приблизительно 170.

Согласно графику (см. рис. 8.6), при развитом турбулентном режиме обтекания

$$C_{f1} \approx 0,82 = \text{const} \quad (8.58)$$

при $\overline{\text{Re}}^* \geq 170$.

Поскольку экспериментальные данные для вязких жидкостей аппроксимируются зависимостью (8.49), для *структурного и переходного режимов обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью* можно записать

$$C_{f2} = 24(\overline{\text{Re}}^*)^{-1}[1 + 0,17(\overline{\text{Re}}^*)^{0,665}] \quad (8.59)$$

при $1 < \overline{\text{Re}}^* < 170$.

При структурном режиме обтекания скорость осаждения следует вычислять по формуле (8.55), которую можно получить также из формулы (8.45) путем подстановки значения

$$C_{f3} = 24(\overline{\text{Re}}^*)^{-1} \quad (8.60)$$

при $\overline{\text{Re}}^* \leq 1$.

Таким образом, зависимости (8.59) и (8.60) для расчета коэффициента сопротивления при обтекании шарообразной частицы безграничной вязкопластичной жидкостью совпадают с классическими формулами для ньютоновских жидкостей при замене критерия Рейнольдса новым модифицированным критерием $\overline{\text{Re}}^*$, вычисленным по формуле (8.57).

Коэффициент сопротивления при развитом турбулентном режиме обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью примерно в 2 раза больше по сравнению со значением для случая с ньютоновской жидкостью.

В момент перехода к развитому турбулентному режиму обтекания выражение (8.57) примет вид

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^* = \overline{\text{Re}}_{\text{кр}} \left(1 + \frac{\overline{\text{He}}}{3\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}} \right)^{-1} \approx 170; \quad (8.61)$$

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}} = u_{\text{кр}} d_0 \rho / \eta; \quad \overline{\text{He}} = \tau_0 d_0^2 \rho / \eta^2,$$

где $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^*$ — критическое значение модифицированного критерия Рейнольдса; $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}$ — критическое значение критерия Рейнольдса, подсчитанное по критической скорости осаждения $u_{\text{кр}}$; $\overline{\text{He}}$ — критерий Хедстрема для шарообразных частиц диаметром d_0 .

Из выражения (8.61) следует

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}} = 85 + (85^2 + 57\overline{\text{He}})^{1/2}. \quad (8.62)$$

При достаточно высоких значениях $\overline{\text{He}}$ зависимость (8.62) можно упростить:

$$u_{\text{кр}} = 7,5\sqrt{\tau_0/\rho}. \quad (8.63)$$

Так, погрешность расчета $u_{\text{кр}}$ при использовании формулы (8.63) взамен выражения (8.62) составит: 3,5 % при $\overline{\text{He}} = 10^5$; 2,5 % при $\overline{\text{He}} = 3 \cdot 10^5$; 1,6 % при $\overline{\text{He}} = 5 \cdot 10^5$.

Сопоставив формулу (8.63) с известной зависимостью для расчета критической скорости потока в кольцевом пространстве, можно убедиться, что последняя почти в 3 раза больше критической скорости осаждения частиц. Таким образом, количественно подтвержден вывод Р.Ф. Уханова о возможности турбулентного режима обтекания частиц при структурном (квазиламинарном) режиме течения вязкопластичной жидкости в кольцевом пространстве бурящейся скважины.

Согласно формуле (8.57), выражение для расчета эффективной вязкости следует представить в виде

$$\bar{\eta}^* = \eta \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right). \quad (8.64)$$

Учитывая доказанное условие идентичности формул и имея в виду формулу (8.64), запишем зависимость О.М. Тодеса и Р.Б. Розенбаума, предназначенную для расчета скорости обтекания шарообразных частиц в ньютоновских жидкостях, в виде

$$\begin{aligned} \overline{\text{Re}}^* &= \overline{\text{Ar}}^* \left[18 + 0,61 (\overline{\text{Ar}}^*)^{0,5} \right]^{-1}; \\ \overline{\text{Re}}^* &= \overline{\text{Re}} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right)^{-1}; \quad \overline{\text{Ar}}^* = \overline{\text{Ar}} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right)^{-2}; \end{aligned} \quad (8.65)$$

$$\overline{\text{Re}} = \frac{ud_0\rho}{\eta}; \quad \overline{\text{Ar}} = \frac{d_0^3(\rho_{\text{ч}} - \rho)g}{\eta^2}; \quad 0 \leq \overline{\text{Re}}^* < 170,$$

где $\overline{\text{Re}}^*$, $\overline{\text{Ar}}^*$ — модифицированные критерии Рейнольдса и Архимеда соответственно.

После преобразования выражений (8.65) получим

$$\overline{\text{Re}} = \frac{\overline{\text{Ar}} - \overline{\text{He}}}{16 + 0,6\sqrt{\overline{\text{Ar}}}}. \quad (8.66)$$

Уравнение (8.66) позволяет определять в явном виде скорость осаждения частиц при квазиламинарном и переходном режимах обтекания ($\overline{\text{Re}} < \overline{\text{Re}}_{\text{кр}}$) по вычисленным значениям критериев $\overline{\text{He}}$ и $\overline{\text{Ar}}$.

При развитом турбулентном режиме обтекания ($\overline{\text{Re}} \geq \overline{\text{Re}}_{\text{кр}}$) следует принять $C_f \approx 0,82 = \text{const}$ и вычислять скорость осаждения непосредственно по уравнению Риттингера (8.45).

Для примера определим скорость осаждения шарообразных частиц шлама диаметром 0,01 м в структурном потоке вязкопластичной жидкости при условиях: $\tau = 5$ Па; $\eta = 0,015$ Па·с; $\rho = 1300$ кг/м³; $\rho_{\text{ч}} = 2300$ кг/м³.

Вычислим критерии He и Ar :

$$\overline{\text{He}} = \frac{\tau_0 d_0^2 \rho}{\eta^2} = \frac{5 \cdot 0,01^2 \cdot 1300}{0,015^2} = 2890;$$

$$\overline{\text{Ar}} = \frac{d_0^3(\rho_{\text{ч}} - \rho)g}{\eta^2} = \frac{0,01^3(2300 - 1300)1300 \cdot 9,81}{0,015^2} = 56,6 \cdot 10^3.$$

Подставляя найденные значения $\overline{Ne}$ и $\overline{Ag}$ в формулу (8.66), получаем

$$\overline{Re} = \frac{56,6 \cdot 10^3 - 6 \cdot 2890}{18 + 0,61\sqrt{56,6 \cdot 10^3}} = 240,$$

откуда

$$u = \frac{\overline{Re}\eta}{d_{op}} = \frac{240 \cdot 0,015}{0,01 \cdot 1300} = 0,27 \text{ м/с}.$$

По формуле (8.62)

$$\overline{Re}_{кр} = 85 + (85^2 + 57 \cdot 2890)^{1/2} = 500.$$

Поскольку $\overline{Re} < \overline{Re}_{кр}$, то применение уравнения (8.66) правомерно.

Таким образом, аналитико-экспериментальным путем установлены закономерности изменения скоростей осаждения частиц шлама в покоящихся буровых растворах и режимов обтекания. Обнаружена адекватная аппроксимация опытных данных классическими зависимостями для ньютоновских жидкостей при условии замены в определяющих критериях абсолютной вязкости на новую эффективную ($\bar{\eta}^*$). Критериальное уравнение (8.66) позволяет определить в явном виде скорости осаждения частиц шлама при квазиламинарном и переходном режимах обтекания. Определены условия перехода к турбулентному режиму обтекания, обуславливающие адекватный расчет скорости осаждения по формуле Риттингера при постоянном значении коэффициента сопротивления ($C_f = 0,82$) обтекания частиц.

9 БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

ГЛАВА

9.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет следующее:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;
- улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Направленной будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль запроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простираения пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений направленные скважины эффективны во многих других случаях:

- при бурении в обход осложненных зон горных пород;
- при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;
- при глушении открытых фонтанов;
- при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

Горизонтальная скважина — это скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2—10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые, неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин — их сравнительно высокая стоимость. В начале 1980-х годов стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6—8 раз. В конце 1980-х годов это соотношение понизилось до 2—3 раз. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, если извлекаемые запасы из направленной скважины во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной, причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

9.2. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляют применительно к конкретной си-

туации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятствия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования — все это играет роль при создании проекта на сооружение направленной скважины.

Направленная скважина представляет собой сложное подземное сооружение, включающее вертикальную или наклонную выработку в глубь земной коры, переходящую в горную выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных колонн и цементных оболочек, фильтр в зоне разрабатываемого нефтяного или газового пласта.

Сконструировать направленную скважину значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проходку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины. Обсудим особенности проектирования направленных скважин.

ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ (ТРАССЫ) НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Конфигурация ствола скважины обуславливается многими причинами, главные из которых следующие:

- одиночная скважина или куст скважин сооружается в данном месте;
 - наличие препятствий для заложения устья над забоем скважины;
 - расположение фильтра (вертикально, наклонно или горизонтально).
- Конфигурация ствола скважины должна обеспечить:
- высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;
 - минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;
 - свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;
 - надежную работу внутрискважинного оборудования;
 - возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
 - минимальные затраты на сооружение скважины.

При кустовом бурении профиль направленных скважин должен обеспечить заданную сетку разработки месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте.

Проектирование конфигурации направленной скважины заключается в выборе типа и вида профиля, в определении необходимых параметров:

- глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;
- длины вертикального участка;
- значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования и на проектной глубине.

Конфигурацию направленной скважины выбирают с учетом:
назначения скважины;
геологических и технологических особенностей проводки ствола;
установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;
установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа (рис. 9.1):

- 1 — тангенциальные скважины;
- 2 — S-образные скважины;
- 3 — J-образные скважины.

Скважины типа 1 отклоняют вблизи поверхности до угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают проходку до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип часто применяют для скважин умеренной глубины в простых геологических условиях, когда не используют промежуточные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна может быть установлена внутри интервала искривления или за ним, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

Тип 2 скважин предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом; S-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и другие геологические факторы требуют использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для бурения направленной скважины в целях глушения другой, фонтанирующей, скважины. Он также

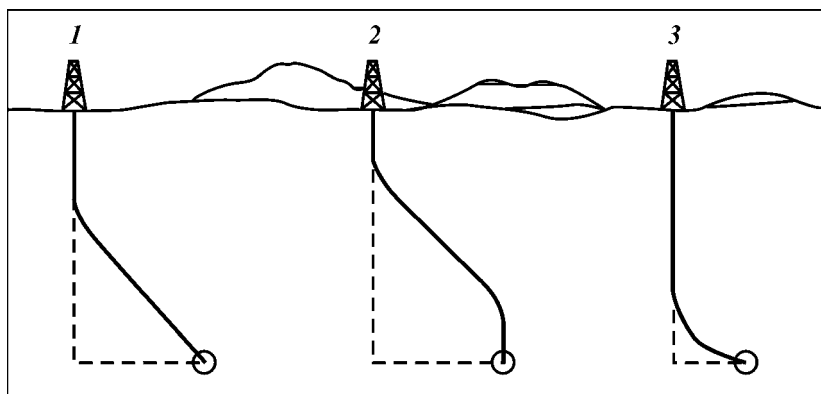


Рис. 9.1. Основные типы вертикальных проекций наклонно направленных скважин

рационален, когда необходимо развести забои скважин при бурении их с одной платформы (например, при бурении в открытом море).

Тип 3 скважин предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем типы 1 и 2. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. К J-образным можно отнести также горизонтальные скважины.

Приведем несколько примеров применения направленных скважин различных типов.

Направленное бурение делает возможным добычу нефти из пластов, расположенных под морским дном на большом удалении от берега. Для эффективной разработки большинства морских нефтяных и газовых месторождений необходимо пробурить много скважин. Однако стоимость эксплуатационных платформ в открытом море намного больше стоимости добытой нефти или газа из одиночной скважины. Метод направленного бурения позволяет бурить много скважин с одной платформы в разные точки коллектора, располагая забои скважин по оптимальной сетке (рис. 9.2, скв. А). Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами (см. рис. 9.2, скв. В). Однако в этом случае применимы скважины не только 2-го, но и 1-го типа.

Использование направленных скважин для глушения открытого вы-

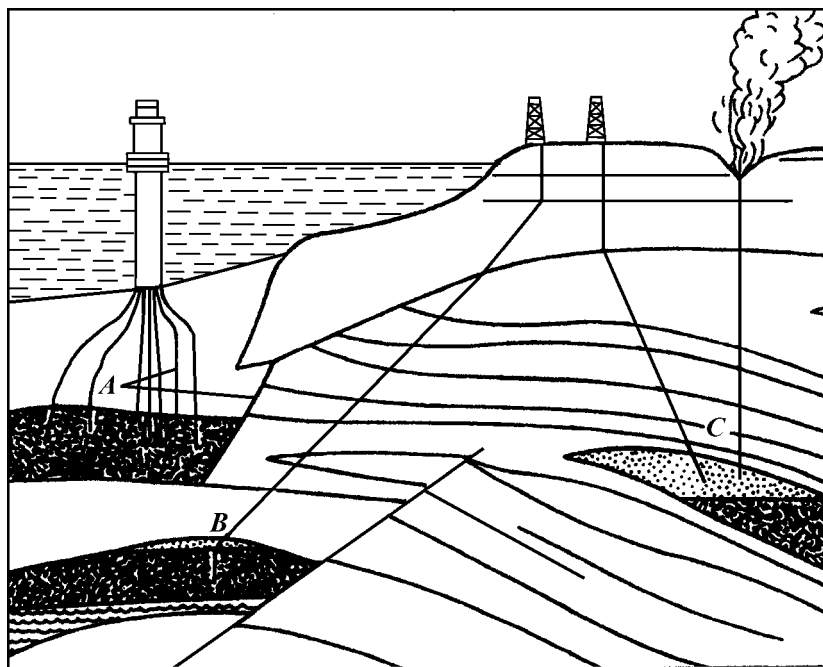


Рис. 9.2. Направленные скважины при бурении на море и для глушения открытых неуправляемых фонтанов

броса стало обычным (см. рис. 9.2, скв. С). Специальная разгрузочная скважина выполняет свою функцию даже тогда, когда ее забой находится на некотором расстоянии от ствола фонтанирующей скважины; эта технология допускает расстояние между забоями до 3,5 м.

Большое число направленных скважин пробурено на пласты, недостижимые вертикальными скважинами с поверхности из-за таких препятствий, как холмы, озера, крупные строения (рис. 9.3, скв. А). Другие скважины пробурены в обход геологических препятствий. Так, скв. В была пробурена в солевом куполе, зацементирована и перенаправлена в нефтеносный пласт под куполом.

Бурение стволов скважин через соль осложнено их размывом, ухудшением свойств бурового раствора, потерей циркуляции. Эти осложнения настолько тяжелые, что часто приходится бурить в обход соляного купола (см. рис. 9.3, скв. С), чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними. Отметим, что скв. А пробурена по 1-му типу, а скв. В и С — по 3-му типу скважин.

Бурение через разлом лучше осуществлять под прямым углом к плоскости сдвига (скв. D), однако возникает опасность осложнений при прохождении разлома, которые можно исключить проходкой скважины под ним (скв. E).

Другие случаи (рис. 9.4) включают эксплуатацию многопластовой залежи одиночной скважиной (А), выпрямление самопроизвольно отклонившейся скважины (В), обход прихваченного в скважине инструмента (С). Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи, может быть частично затампонирована (D) и отклонена в нефтеносную зону для того,

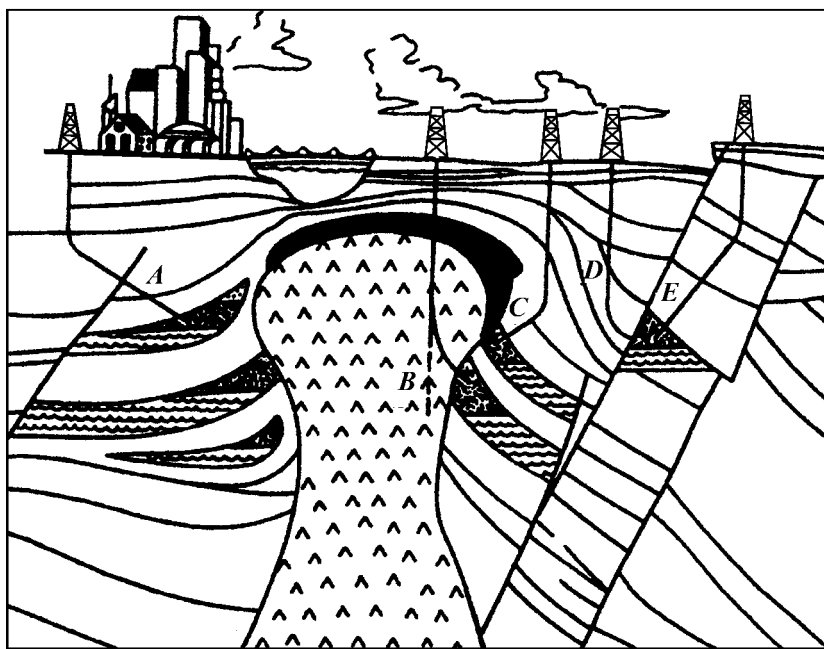


Рис. 9.3. Варианты направленного бурения в обход препятствий и под соляной купол

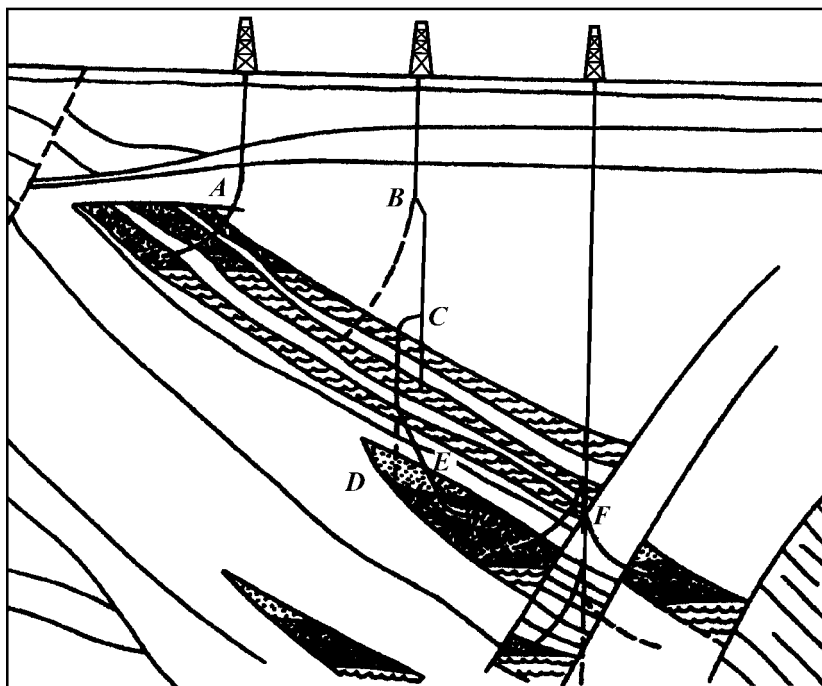


Рис. 9.4. Направленные и многозабойные скважины, в том числе с исправленными траекториями

чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарная продуктивность может быть максимизирована посредством бурения горизонтального дренажного ствола (E), чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной скважиной (F).

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКЦИЙ СТВОЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для построения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

- 1) состав проходимых пород;
- 2) подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;
- 3) тип бурового раствора и конструкция скважины;
- 4) размеры ствола;
- 5) потенциальные возможности оборудования.

На рис. 9.5 показан план ствола скважины по 1-му типу. На плане изо-

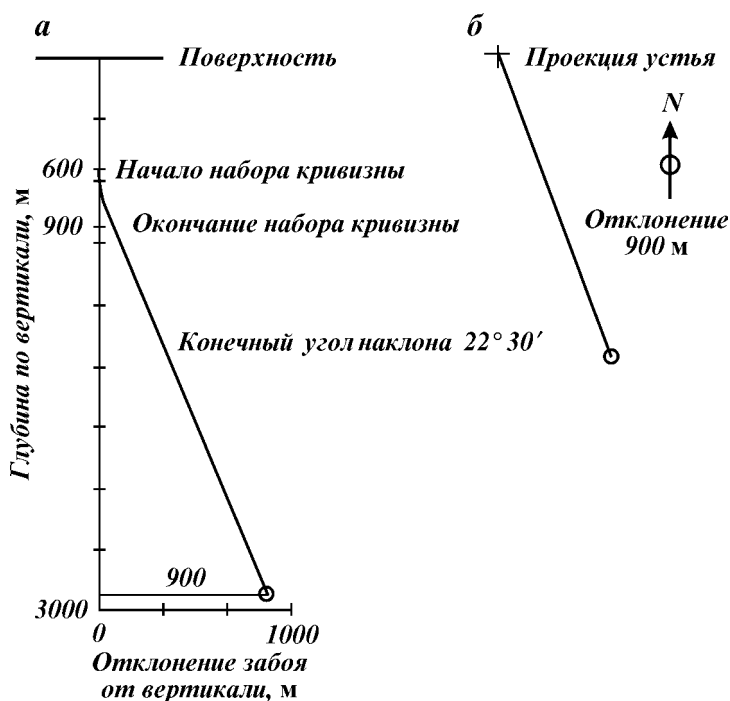


Рис. 9.5. Плановые проекции наклонно направленной скважины:
а — вертикальная; б — горизонтальная

бражены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная. Вертикальную проекцию вычерчивают на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель. Отклонение забоя — это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Его вычерчивают в масштабе глубины. На рис. 9.5 отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина (TVD) — 3000 м; измеренная глубина (MD) — длина ствола скважины — 3100 м. Значение MD всегда больше значения TVD, причем разность между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны и выполаживания, незапланированных отклонений.

Вид в плане показывает расположение проекции скважины на горизонтальной плоскости с истинным направлением севера (географического) вверх листа. В прямоугольной системе координат горизонтальное направление ствола скважины указывают числом градусов на восток или запад по отношению к северу или к югу. Рассматриваемая скважина имеет ствол, направленный к юго-востоку под углом $20^{\circ}45'$. Это обозначается следующим образом: $S20^{\circ}45'E$. Направление скважины можно также обозначить азимутом — числом градусов по часовой стрелке от севера (север — 0, юг — 180, восток — 90, запад — 270). Азимут скважины $159^{\circ}15'$. На горизонтальном плане также показывают величину отклонения, при этом горизонтальный масштаб может отличаться от вертикального (в данном случае горизонтальный масштаб больше вертикального в 2 раза).

Скважина, изображенная на рис. 9.5, бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла $20^{\circ}45'$ на юго-восток (точка начала отклонения обозначается аббревиатурой KOP — kick-

off point). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600 – 900 м и достигают его конечного значения 22°30' на глубине 900 м. Среднюю скорость набора кривизны можно определить по формуле 10 (конечный угол – начальный угол)/(конечная MD – начальная MD).

Для данной скважины

$$10(22,5 - 0,0)/(900 - 600) = 0,8^{\circ}/10 \text{ м.}$$

Дуга окружности, по сравнению с другими формами профиля, позволяет достичь минимального сопротивления участка скважины движению труб при одинаковом изменении ее зенитного угла на данном участке, поэтому целесообразно все искривленные участки профиля направленной скважины проектировать в виде дуги окружности. При этом длину каждого участка профиля, а также вертикальную и горизонтальную проекции, можно подсчитать по формулам, приведенным в табл. 9.1.

Направленные скважины, которые бурят по 2-му типу профиля, имеют следующие технологические недостатки:

требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;

интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;

при подъеме бурильной колонны из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;

значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме колонны бурильных труб из скважины в случае бурения по 2-му типу скважин на 35 % выше, чем при бурении по 3-му типу, и на 20 % выше, чем при бурении по 1-му типу скважин.

Применение 1-го и 3-го типов направленных скважин взамен 2-го позволяет на практике:

уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;

минимизировать длину участка начального искривления;

Таблица 9.1

Формулы для расчета проекций и длин участков профиля скважины

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	H_b	H_b
Начального искривления	$R(1 - \cos Z)$	$R \sin Z$	$ZR/57,296$
Увеличения зенитного угла	$R(\cos Z_2 - \cos Z_1)$	$R(\sin Z_2 - \sin Z_1)$	$(Z_2 - Z_1)R/57,296$
Уменьшения зенитного угла	$R(\cos Z_1 - \cos Z_2)$	$R(\sin Z_1 - \sin Z_2)$	$(Z_1 - Z_2)R/57,296$
Тангенциальный длиной L	$L \sin Z_L$	$L \cos Z_L$	L

Примечание. Обозначения: Z, Z_1, Z_2 – зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка; Z_L – зенитный угол тангенциального участка; R – радиус кривизны участка профиля.

осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

наиболее полно использовать вес буровой колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, 1-й и 3-й типы направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами 2-го типа.

ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя из геологической и промысловой характеристик конкретной площади. Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно: а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола; б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважины из-под башмака предыдущей обсадной колонны; в) выбор конструкции фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью выполнения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений. В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до 70° . В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

Как правило, под кондуктор бурят вертикальный ствол, если коэффициент отклонения, равный отношению горизонтального смещения забоя к длине вертикального участка скважины, не более 0,7. Выбор глубины спуска первой технической колонны необходимо увязывать не только с геологическими условиями разреза и степенью осложненности условий бурения, но и с конфигурацией направленной скважины, определяющей возможность спуска обсадной колонны на заданную глубину в необсаженном наклонном стволе с учетом действующих на нее сил сопротивления.

ОСОБЕННОСТИ ПРОФИЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола будем понимать его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

При расчете профиля этой части горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения забоя от вертикали необходимо задавать значение зенитного угла на проектной глубине. Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную плоскости. Вертикальную и горизонтальную проекции, а также длину каждого участка профиля можно определить, используя приведенные выше формулы (см. табл. 9.1).

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким (ультракоротким) радиусом.

Горизонтальные скважины с *большим* радиусом кривизны (>190 м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600—1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать максимальную интенсивность искривления ($0,7-2^\circ$ на 10 м проходки).

Горизонтальные скважины со *средним* радиусом кривизны (60—190 м) применяют как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин $3-10^\circ$ на 10 м при длине горизонтального участка 450—900 м. Горизонтальные скважины со *средним* радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с *малым* радиусом искривления (10—60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляют $0-25^\circ$ на 1 м проходки при длине горизонтального участка 90—250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы буровых труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб, поэтому даже при бурении скважин со *средним* радиусом кривизны в компоновку низа буровой колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с *коротким* и *ультракоротким* (<10 м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения. Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка ствола. Эти характеристики скважины зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, прочности пород и устойчивости разреза. В продуктивных пластах небольшой мощности (5—15 м) при глубине их залегания до 2000 м рекомендуется вписывать горизонтальный участок ствола в среднюю часть пласта по траектории, параллельной кровле и подошве. Низкопроницаемые пласты значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью целесообразно разбуривать параллельными горизонтальными стволами. Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, когда продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослойками, причем сведения о таком «слоеном

пироге» недостаточно точные, то такие пласты рекомендуется вскрывать волнообразным стволом.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используют для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели. При этом следует иметь в виду применение трех основных типов профилей, описанных выше:

- 1) тангенциальный, состоящий из трех участков — вертикального, набора зенитного угла и наклонного прямолинейного;
- 2) S-образный, состоящий из пяти участков — вертикального, набора зенитного угла, наклонного прямолинейного, уменьшения зенитного угла и вертикального;
- 3) J-образный, состоящий из двух участков — вертикального и набора зенитного угла.

Любые другие профили скважин являются либо промежуточными, либо комбинацией упомянутых трех типов.

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

- глубина проектного забоя;
- отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;
- азимут цели по отношению к устью;
- конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для 1-го и 2-го типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны; для 3-го типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющими устройствами.

Наиболее целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых сравнительно твердых породах, причем траек-

тория набора и уменьшения кривизны должна соответствовать окружности определенного радиуса. Это позволит свести к минимуму опасность образования желобов и силы трения при спускоподъемных операциях.

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как можно меньше, однако его значение часто ограничено снизу следующими требованиями:

при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должны возникать запредельные напряжения;

обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений;

должны быть обеспечены спуск и нормальная работа как в открытом стволе, так и в обсадной колонне глубинных приборов и погружного оборудования.

РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Для профиля 1-го типа (рис. 9.6) необходимое значение максимального зенитного угла находят по формуле

$$\cos \alpha = \frac{R(R - A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}}{(R - A)^2 + H^2},$$

где R — радиус искривления 2-го участка ствола, м; A — смещение забоя от вертикали, м; H — интервал глубин по вертикали 2-го и 3-го участков ствола скважины, м.

Длину 2-го и 3-го участков, их вертикальных и горизонтальных проекций определяют по формулам, приведенным в табл. 9.2.

При расчете профиля 2-го типа (рис. 9.7) сначала устанавливают длину 5-го вертикального участка. Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее общей мощности залежи плюс 5–10 % от нее. Указанная величина превышения длины 5-го участка над мощностью залежи обусловлена часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце 4-го участка ствола.

Необходимый зенитный угол 3-го участка ствола определяют из следующей формулы:

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H (R_0 - A) \sqrt{[(H_2)^2 - A(2R_0 - A)]}}{[H^2 - (R_0)^2] - A(2R_0 - A)},$$

где $R_0 = R_1 + R_2$; $H = H_0 - H_b - H_3$.

Длину участков профилей, их горизонтальных и вертикальных проекций определяют с помощью формул, приведенных в табл. 9.3.

При расчете профиля 3-го типа (рис. 9.8), когда известны глубина скважины, длина 1-го вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют радиус искривления 2-го участка. Кроме того, может быть задан угол с продуктивным пластом (угол между осью ствола скважи-

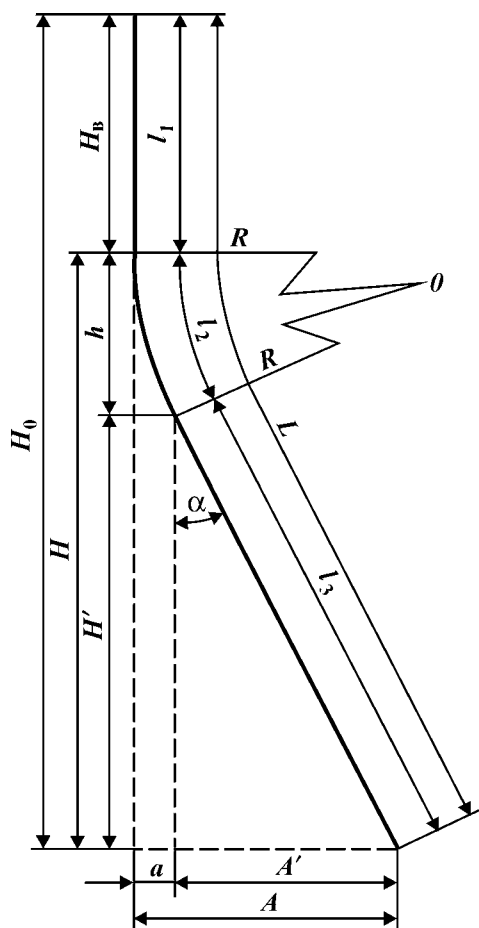


Рис. 9.6. Вертикальная проекция направленной скважины тангенциального (1-го) типа

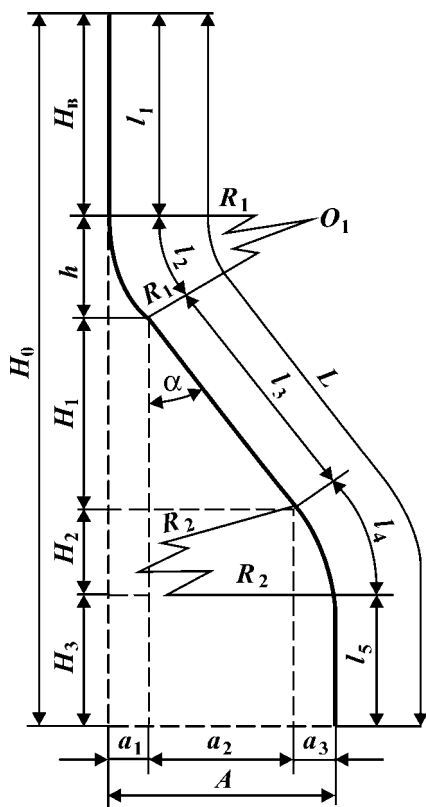


Рис. 9.7. Вертикальная проекция направленной скважины S-образного (2-го) типа

ны и плоскостью напластования). Тогда зенитный угол в месте входа в пласт

$$\alpha = 90 - \gamma - \beta,$$

где γ — угол встречи скважины с пластом; β — угол падения пласта.

Таблица 9.2

Формулы для расчета профиля 1-го типа (см. рис. 9.6)

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_b$	—	H_b
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,0174Ra$	$a = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H' / \cos \alpha$	$A' = H' \tan \alpha$	$H' = H_0 - (H_b + h)$
Длина ствола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_b + h + H'$

Формулы для расчета профиля 2-го типа (см. рис. 9.7)

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_b$	—	H_b
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,0174R_1a_1$	$a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$
Прямой наклонный	$l_3 = H_1 / \cos \alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha$	$H_1 = H_0 - H_b - H_3 - R_0 \sin \alpha$
Уменьшения зенитного угла	$l_4 = 0,01745R_2a_3$	$a_3 = R_2(1 - \cos \alpha)$	$H_2 = R_2 \sin \alpha$
Нижний вертикальный	$l_5 = H_3$	—	H_3
Длина ствола	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_b + h + H_1 + H_2 + H_3$

Кроме того,

$$\cos \alpha = 1 - A/R.$$

Длину вертикальной части ствола скважины можно при необходимости корректировать, изменяя угол входа скважины в пласт.

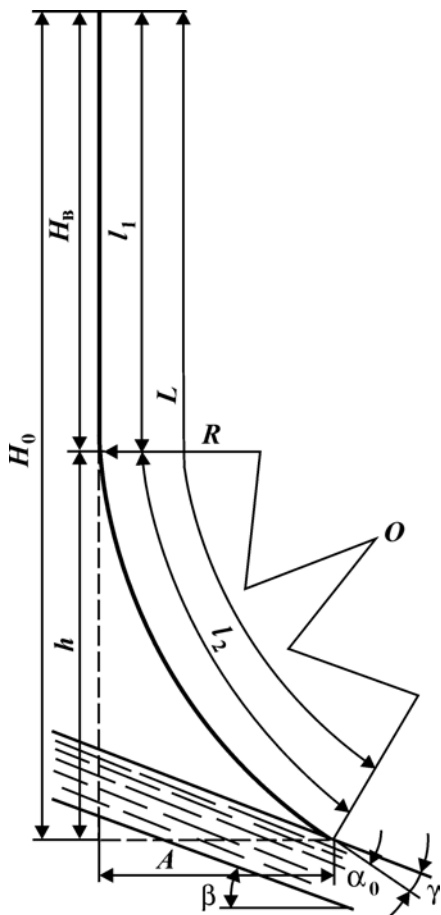


Рис. 9.8. Вертикальная проекция направленной скважины J-образной (3-го) типа

Таблица 9.4

Формулы для расчета профиля 3-го типа (см. рис. 9.8)

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный Набора зенитного угла	$I_1 = H_b$	—	H_b
Длина ствола	$I_2 = 0,0174RA$	$A = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$
	$L = I_1 + I_2$	A	$H_0 = H_b + h$

Для расчета длин участков, вертикальных и горизонтальных проекций ствола скважины используют формулы, приведенные в табл. 9.4.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ИСКРИВЛЕНИЯ ПРИ НАБОРЕ
КРИВИЗНЫ СКВАЖИНЫ**

Как указывалось выше, радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1. Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать $1,5^\circ/10$ м проходки.

2. В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.

3. Должно быть исключено образование желобов в искривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено величиной давления замков на стенки ствола скважины:

$$R > 12P/Q,$$

где P — осевое усилие, действующее на бурильные трубы; Q — допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины; 12 — средняя длина половины бурильной свечи.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение Q можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости — 20–30 кН, для пород твердых и крепких — 40–50 кН.

4. Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб σ_T :

$$R > dE/(2\sigma_T),$$

где d — наружный диаметр бурильных труб; E — модуль Юнга.

5. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$$R > 0,25 L_j^2 [0,74(D - d_i) - K],$$

где L_j , d_i — соответственно длина и наружный диаметр забойного двигателя; D — диаметр долота; K — зазор, выбираемый на основании геологиче-

ских условий ($K = 0$ для твердых пород, $K = 0,003 \div 0,006$ м для мягких и средних).

При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала. Это требование обеспечивается при условии

$$R > E_k d_T / (2\sigma_T),$$

где E_k , σ_T — соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб; d_k — наружный диаметр обсадной колонны.

6. В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

$$R > L^2 / [8(d_b - d_n - k)],$$

где L — длина спускаемого в колонну погружного устройства; d_b — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; d_n — диаметр спускаемого в колонну погружного устройства; k — зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства (в большинстве случаев можно принять $k = 0,0015 \div 0,003$ м).

Выбранный на основании приведенных выше ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5–10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения. Значение радиуса искривления корректируют на основании сравнения осевого усилия, возникающего при подъеме буровой колонны из искривленной скважины, с допустимым его значением для данной буровой колонны и буровой установки.

Профиль направленной скважины строят следующим образом.

Чтобы построить горизонтальную проекцию, сначала наносят точку, обозначающую устье скважины, затем с помощью транспорта из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нем в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности (границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной).

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые предварительно вычислены по приведенным выше формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

9.3. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ТРАЕКТОРИЮ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Термин «забойная компоновка» относится к комбинации утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов, оборудования и устройств, расположенных непосредственно над долотом. При направленном бурении, особенно роторном, в забойной компоновке используют эффекты, которые приводят к увеличению, уменьшению или стабилизации угла наклона. Забойная компоновка для роторного бурения не может применяться для управления горизонтальным направлением ствола или в точках начала изменения направления (КОР); однако специфические забойные компоновки бывают полезны для изменения угла наклона скважины, если она уже искривлена.

Все части бурильной колонны до некоторой степени гибкие. Стандартная бурильная труба очень гибкая и легко искривляется при сжатии; по этой причине верхнюю часть бурильной колонны обычно в процессе бурения поддерживают в растянутом состоянии. И даже толстостенные утяжеленные бурильные трубы (УБТ), устанавливаемые в призабойной части бурильной колонны, достаточно гибкие, чтобы изогнуться там, где они лишены боковой опоры.

Изменение забойной компоновки дает возможность бурильщику управлять величиной и направлением изгиба бурильной колонны и таким образом увеличивать, уменьшать или поддерживать угол отклонения забоя так, как это желательно.

Бурение направленных скважин большого диаметра (8–12") обычно легче, чем бурение скважины малого диаметра. Утяжеленные и обычные бурильные трубы большего размера жестче и, следовательно, менее подвержены изгибу и закручиванию в одних и тех же проходимых породах. Они также больше весят, давая бурильщику большую возможность изменять диапазон нагрузки на долото. И хотя их большая внешняя поверхность создает большие сопротивления на контакте со стенкой ствола, этот недостаток менее значителен, чем преимущества, и поэтому их использование стало обычной практикой в направленном бурении.

ОПОРНЫЕ ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ

Стабилизатор, установленный непосредственно над долотом, действует как боковая опора.

В скважинах, составляющих с вертикалью 3° и более, утяжеленные бурильные трубы выше разгруженной части опираются на нижнюю часть стенки скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части. При этом по мере углубления ствола увеличивается угол его наклона (рис. 9.9). Такая тенденция называется *опорным эффектом*. Забойные компоновки, использующие опорный эффект для увеличения угла наклона ствола скважины, также называют *наращивающими*.

Скорость наращивания угла с опорными компоновками можно регулировать выбором соответствующего размера утяжеленных бурильных труб путем использования коротких утяжеленных труб и переводников между стабилизатором и долотом, распределением других стабилизаторов

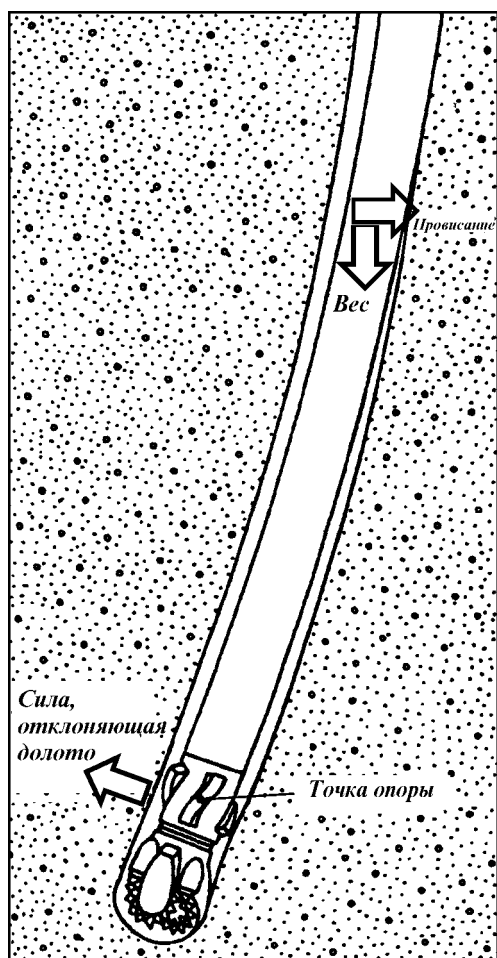


Рис. 9.9. Опорный эффект от провисания УБТ

соответственно выше забойной части утяжеленных труб и регулированием нагрузки на долото и скорости циркуляции.

Более гибкие компоновки выше точки опоры ускоряют наращивание угла наклона ствола скважины. Утяжеленные трубы меньшего диаметра провисают и изгибаются легче, чем большего диаметра.

Увеличение нагрузки заставляет забойную компоновку изгибаться далее в направлении начального прогиба. Если применяется умеренная циркуляция, достаточная для очистки долота и стабилизаторов, то наращивание угла наклона интенсифицируется, особенно в мягких породах.

МАЯТНИКОВАЯ КОМПОНОВКА

В гибких компоновках, поддерживаемых стабилизатором, установка одной или двух утяжеленных труб над долотом вместо наддолотного стабилизатора приводит к тому, что УБТ под стабилизатором стремятся занять вертикальное положение (рис. 9.10).

В рассматриваемой скважине гравитационные силы на долоте действуют в направлении нижней стенки ствола, создавая при бурении условия для уменьшения угла наклона ствола скважины. Этот принцип известен как эффект маятника (отвеса). Забойную компоновку, используемую для уменьшения угла отклонения от вертикали, иногда называют «падающей» компоновкой (эффект маятника также используют, чтобы сохранить вертикальный курс в местах самопроизвольного искривления ствола).

В маятниковых компоновках расстояние между стабилизатором и долотом зависит от жесткости утяжеленных труб. Если используют гибкие утяжеленные трубы меньшего диаметра, то стабилизатор желательно поместить в бурильной колонне ниже, чтобы удерживать утяжеленные трубы от чрезмерного провисания на противоположную стенку скважины. Эффект маятника аннулируется, если УБТ контактируют с нижней стороной ствола между долотом и стабилизатором.

Утяжеленные трубы малого диаметра также способствуют уменьшению нагрузки на долото, в результате чего снижается скорость бурения.

Рис. 9.10. Эффект маятника (отвеса) от провисания УБТ

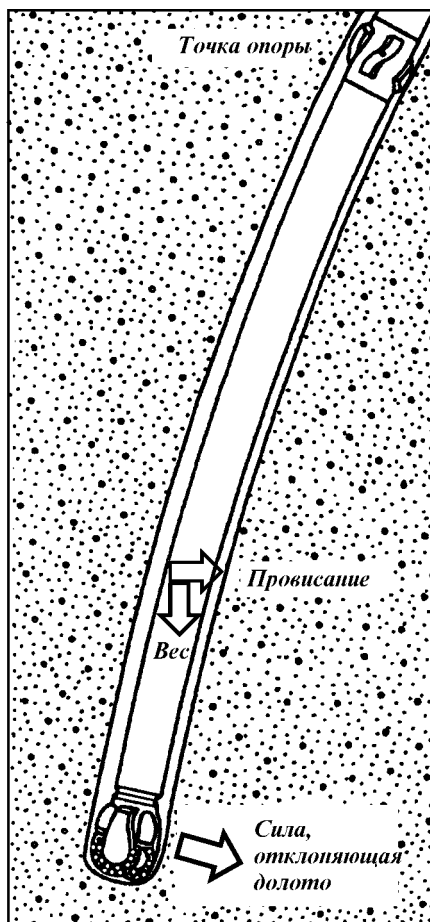
Чтобы предотвратить чрезмерное провисание в сильно искривленных скважинах, стабилизаторы могут быть установлены так низко, что долото будет создавать малое усилие или вообще не будет создавать усилия на нижнюю стенку ствола. В этих случаях подкалиберный стабилизатор, установленный вблизи долота, будет способствовать постепенному уменьшению угла. Однако если все-таки угол невозможно уменьшить по желанию, то возникает необходимость подъема бурильной колонны и спуска отклоняющего устройства.

Комбинированная (жесткая) компоновка. Удвоение толщины стенки утяжеленной трубы увеличивает ее жесткость в 8 раз. Чтобы сохранить угол наклона ствола скважины, буровый инструмент может использовать комбинацию толстостенных утяжеленных труб по возможности большого диаметра и стабилизаторов для минимизации или ограничения искривления, т.е. компоновки, ограничивающие как эффект маятника, так и эффект опоры. Такие компоновки называют комбинированными, или жесткими (рис. 9.11).

Компоновка с забойным двигателем. Забойные двигатели могут использоваться не только для изменения угла и направления ствола, но также для бурения прямых интервалов (вертикальных или наклонных) направленной скважины.

Когда забойный двигатель применяют для сохранения угла, ребра лопастного стабилизатора могут быть приварены к нижней части его корпуса, а стабилизатор установлен сразу над ним. Для ограничения трения и передачи осевой нагрузки на долото буровую колонну иногда медленно вращают, чтобы бурение велось в прямом, уже созданном направлении. В этом случае ни кривой корпус забойного двигателя, ни кривой переводник не используются.

Особые проблемы в направленном бурении. Направленные скважины бурить труднее, чем вертикальные. Почти все обычные операции при бурении усложняются, когда скважины бурят под углом. При подъеме и спуске буровой колонны требуется большая мощность, необходимо большее усилие на роторе для преодоления силы трения; буровой раствор и гидравлическая система требуют более внимательного отношения; захваты труб и поломки оборудования становятся более типичными, обсадные колонны труднее спускать и цементировать.



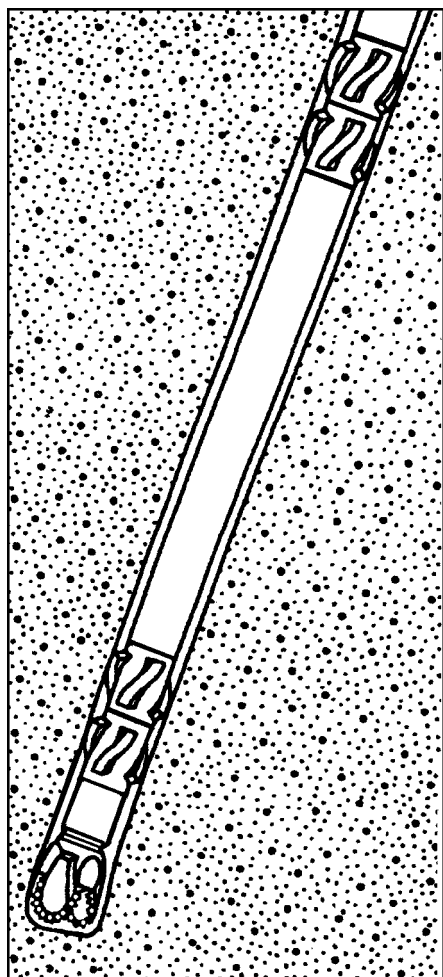


Рис. 9.11. Принцип действия жесткой забойной компоновки

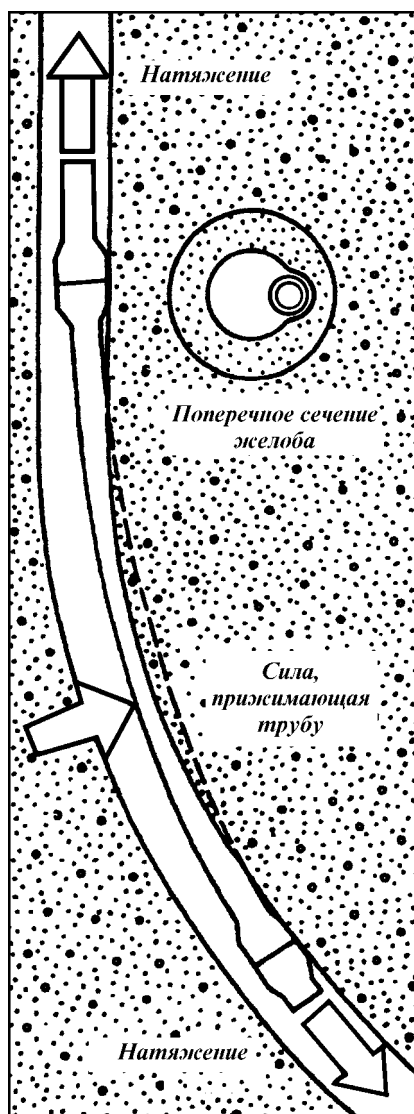


Рис. 9.12. Схема образования желоба в виде замочной скважины

Желоб в резком перегибе ствола скважины. Многие проблемы могут быть исключены благодаря особому вниманию к интенсивности набора кривизны.

В идеале угол наклона должен увеличиваться или уменьшаться постепенно: обычно $6^\circ/100$ м; максимально в безопасном пределе до $15^\circ/100$ м. Однако изменение угла наклона от 6 до 15° автоматически нельзя считать безопасным. Темп изменения угла наклона должен соблюдаться на всем искривляемом интервале. Если 1° угла искривления добавляется каждые 10 м и при этом не изменяется азимут ствола, вероятно, не бу-

дет проблемы при следующем долблении. Но если этот угол добавляют каждые 5 м проходки и искривление 10° достигается в интервале 100 м, то это значит, что первые 50 м пройдены с темпом искривления $20^\circ/100$ м ($10 \cdot 100 : 50 = 20$).

Создание желобов в резко искривленных интервалах ствола скважины является серьезным осложнением.

Когда анализируют инклинометрические данные, следует учесть как вертикальные, так и горизонтальные изменения траектории ствола. Если набор кривизны произведен плавно от 8 до $12^\circ/25$ м, то темп набора угла составляет $1,7^\circ/10$ м. Но если в это же время азимутальное направление скважины изменено на 25° , то желобообразующий фактор становится почти $2,5^\circ/10$ м (или более $20^\circ/100$ м), а ствол имеет вид спирали или штопора.

В верхней части сильно искривленных скважин могут образоваться желоба в форме замочной скважины (рис. 9.12). Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и утяжеленные бурильные трубы. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине и для извлечения потребуются провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. По этим причинам быстро набирать кривизну безопаснее в нижних интервалах ствола, чем в верхних.

Влияние геологических факторов. Иногда проходимые породы имеют тенденцию отклонять долото. Его управление становится более трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально.

Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше 45° , долото стремится отклониться в сторону восстания пласта или принять положение, перпендикулярное к на-

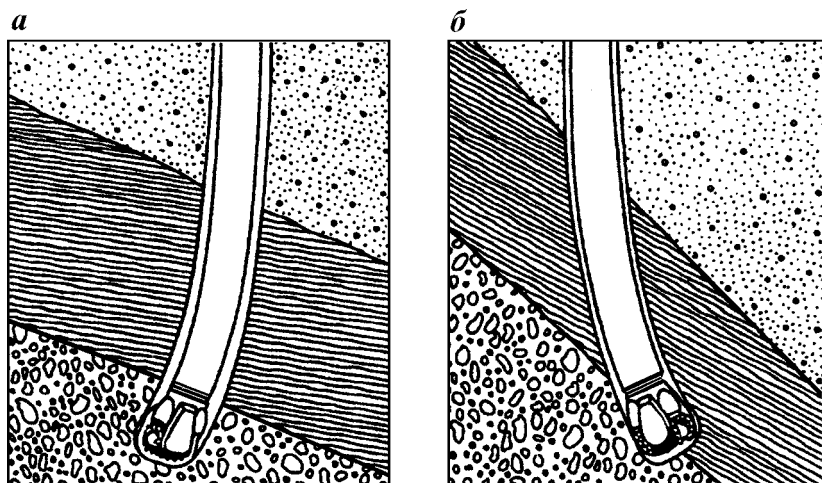


Рис. 9.13. Искривление скважины под влиянием пластов с углом падения менее 45° (а) и более 45° (б)

пластованию (рис. 9.13, а). Если угол падения больше 45° , то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению пласта, или стремится принять положение, параллельное напластованию (рис. 9.13, б). Иногда скважину планируют, используя эти тенденции долота. В других случаях для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

Долото также имеет тенденцию отклоняться в горизонтальном направлении параллельно наклонному напластованию вследствие разной прочности проходимых пород. Этот эффект называют «блужданием». Даже там, где напластование горизонтальное, вращаемое вправо долото имеет тенденцию двигаться вправо в искривленной скважине («уход» долота).

«Блуждание» и «уход» долота труднее контролировать, чем изменения вертикального направления, потому что они не могут быть скорректированы простым изменением вращения или нагружения забойной компоновки.

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль за «блужданием» или «уходом» долота, обычно требуется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, бурильщик может предвидеть влияние геологических факторов или «уход» долота и компенсировать это проводкой скважины, например, в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать «уход» долота для проводки ствола к цели.

Гидравлика. Как правило, направленное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

Однако чтобы достичь наилучших общих результатов при наименьшей стоимости, бурильщик должен учитывать многие факторы, такие, как скорость проходки, изменение угла искривления, ожидаемый абразивный износ или прихват бурильного инструмента, регулирование давления.

Скорость проходки, например, ограничивают, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижней стенке ствола. Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком бурового раствора. Стабилизаторы помогают частично решить проблему, удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины.

Увеличение скорости циркуляции может заставить компоновку отклоняться слишком быстро или блуждать.

Трение. В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, изнашивания и поломки труб. В мягких породах это даже может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

Трение бурильной колонны о стенки ствола не может быть исключено полностью, но его можно уменьшить посредством использования нефтемulsionных буровых растворов.

Трение также затрудняет спуск обсадных колонн в направленные скважины. Колонна ложится на нижнюю стенку ствола, в результате чего

цемент плохо распределяется по заколонному пространству. Используя безмуфтовые обсадные колонны и центраторы, можно уменьшить трение в скважинах; центраторы также улучшают распределение цемента за колонной посредством отвода ее от стенки ствола.

9.4. ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Наиболее предпочтительно в интервале набора кривизны ствола скважины применять укороченный забойный двигатель. В целях увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем используют различные компоновки низа бурильных колонн (КНБК) в соответствии с геолого-техническими условиями бурения (рис. 9.14).

Для увеличения зенитного угла рекомендуются следующие компоновки:

1) долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис. 9.14, а); угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно $1,5-3^\circ$, длина УБТ (при коротких турбобурах) 12–25 м;

2) долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом $0,5-1,5^\circ$ (рис. 9.14, б);

3) долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис. 9.14, в); рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса $1-2^\circ$;

4) долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и бурильные трубы (рис. 9.14, г); при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;

5) долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис. 9.14, д); угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным $1,5-3^\circ$;

6) долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 9.14, е);

7) долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной металлической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 9.14, ж).

Различная интенсивность искривления ствола скважины достигается за счет изменения угла перекоса осей присоединительных резьб переводника и длины прямого переводника, размещаемого между долотом и отклонителем. При использовании эксцентричного ниппеля не следует устанавливать на шпинделе турбобура переводник длиной более 0,3 м.

Проектирование отклоняющих компоновок включает: выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требований точности искривления. Компоновки 1 и 3 рекомендуются применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительное увеличение диаметра ствола. Предпочтительнее компоновка 3, так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получать более высокие показатели бурения — механическую скорость и проходку на долото. Компоновки 4

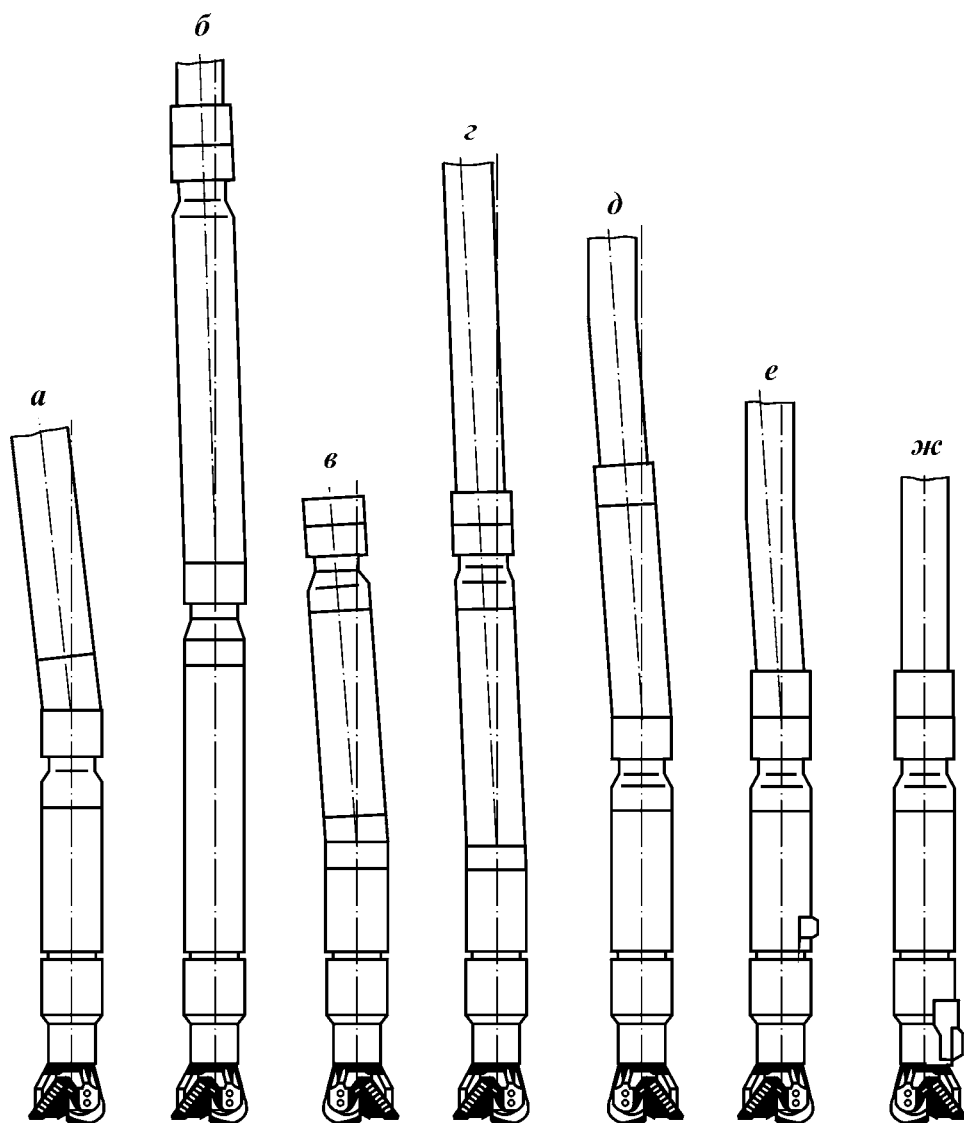


Рис. 9.14. Компоновки низа буровой колонны для искривления скважин:

а — с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; *б* — с искривленным секционным трубобуром; *в* — с турбинным отклонителем; *г* — с турбинным отклонителем и кривым переводником; *д* — с отклонителем; *е* — с накладкой и кривым переводником; *ж* — с эксцентричным ниппелем

и 5 рекомендуется применять в том случае, если ожидается значительное расширение ствола скважины. Если требуется малая интенсивность искривления, то используют компоновки 6 и 7.

Геометрические размеры компоновки низа буровых колонн рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок 6 и 7 следует выбирать их размеры таки-

ми, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более 1° на 10 м проходки. При этом углублять скважину можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

Для уменьшения зенитного угла рекомендуется применять следующую компоновку низа бурильной колонны:

для медленного уменьшения зенитного угла — долото, забойный двигатель и бурильные трубы;

для уменьшения зенитного угла со средней интенсивностью — долото, сбалансированная толстостенная труба в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3–4 м, забойный двигатель и бурильные трубы;

для интенсивного уменьшения зенитного угла — одну из компоновок, используемых для набора кривизны (см. рис. 9.14).

Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять одну из трех приведенных ниже компоновок:

долото, наддолотный калибратор, стабилизатор на корпусе турбобура, турбобур и УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с накладкой, приваренной к его корпусу или установленной на верхний переводник шпинделя, УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ним и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

9.5. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживается в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными.

Чтобы определить изменения конфигурации ствола, проводят единичные выборочные измерения. Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными перерывами в работе бурового станка, в течение вспомогательных операций, например, непосредственно перед подъемом бурильных труб для замены долота. Более прогрессивные системы, такие, как контролируемые инструменты или измерительные системы в процессе бурения (MWD), в конкретные моменты времени предоставляют данные о направлении ствола, которые показывают, что происходит на забое в процессе бурения.

В целом для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших инструментов до новейших, постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

Для определения конфигурации ствола скважины в отечественной практике чаще всего применяют приборы с плавиковой кислотой и инклинометры: первые позволяют измерять лишь зенитный угол, а вторые — зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют с помощью глубинного

инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонтов и мест аварий.

Среди приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат В.А. Петросяна, принцип действия которого основан на том, что плавиковая (фтористоводородная) кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схему действия этого прибора иллюстрирует рис. 9.15. В стальной корпус 1 с крышками помещен на осях 3 с заостренными концами полуцилиндр 5. Его центр тяжести смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях 3 до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал 6 с резиновой пробкой 4, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами 2.

Перед спуском в скважину пенал наполовину заполняют 20%-ной плавиковой кислотой и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков (рис. 9.16). В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе с помощью специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлечь на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр — ЗИ (рис. 9.17). Прибор ЗИ имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки 10, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой 13 для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, отвес 8 для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб 9 для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север — юг.

Вращающаяся рамка эксцентрична относительно оси вращения, поэтому она сама устанавливается в плоскости искривления скважины подобно тому, как это происходит с полуцилиндром в приборе Петросяна.

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором 14. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати 1 образуются отпечатки ножей, нижняя часть 4 корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть 7 вместе с измерительной системой продолжает спускаться, надвигаясь на цилиндрический груз 19, который телескопически соединен с обеими частями с помощью пальцев 5 и прорезей 20.

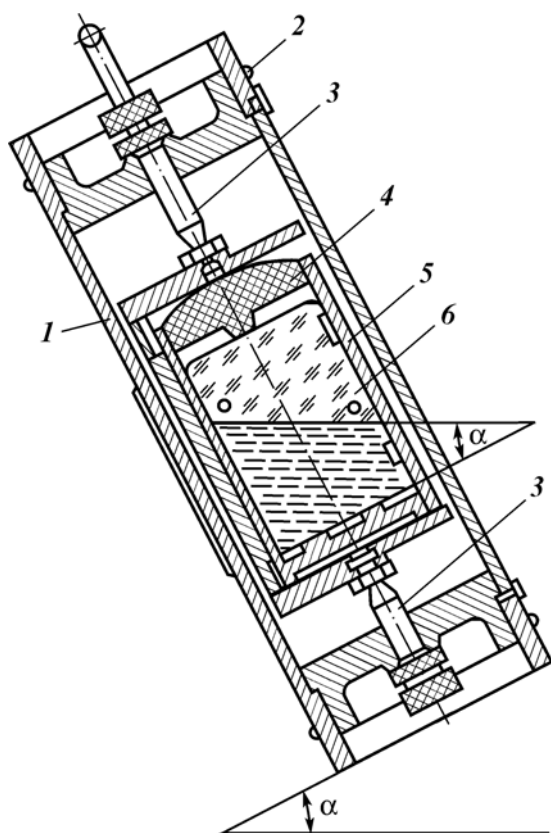


Рис. 9.15. Прибор В.А. Петросяна

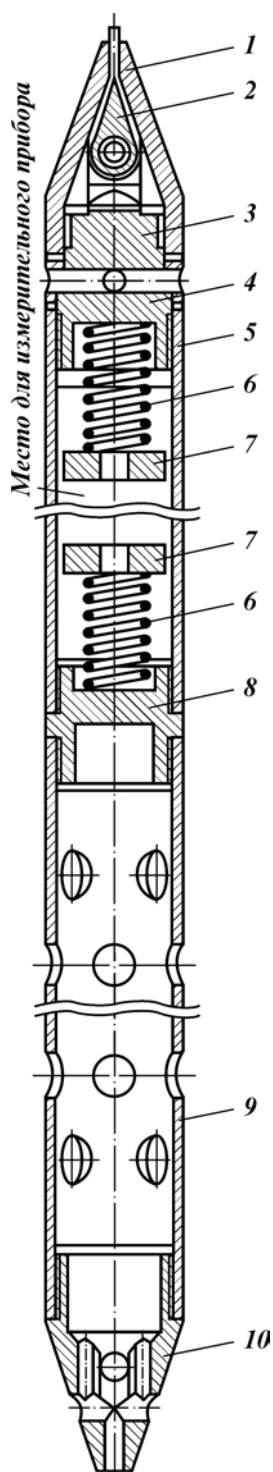


Рис. 9.16. Желонка с прибором В.А. Петросяна:
 1 — верхнее направление — замок; 2 — «рыбка»;
 3 — пробка; 4 — прокладка; 5 — корпус; 6 — пружина;
 7 — деревянные диски, между которыми размещается прибор; 8 — соединительный ниппель; 9 — труба; 10 — направляющая пробка

Рис. 9.17. Схема автономного забойного инклинометра (ЗИ)

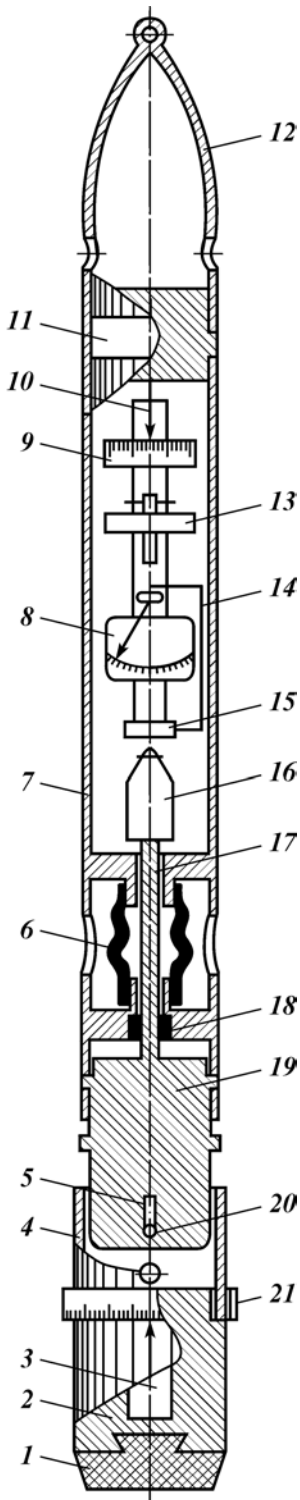
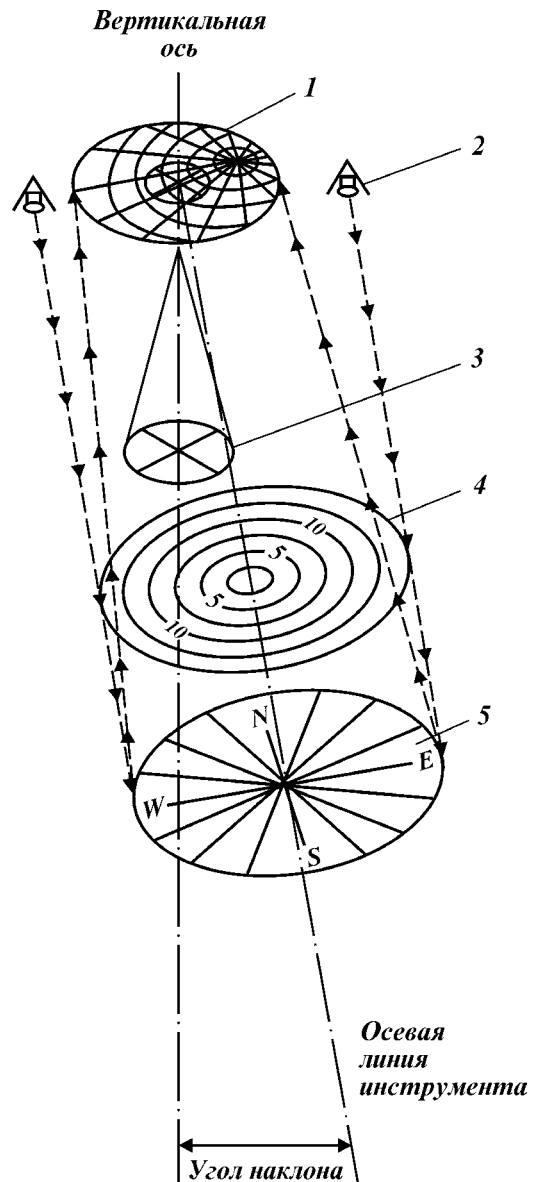


Рис. 9.18. Принцип действия фотографического измерительного прибора:

1 — изображение на фотографическом диске; 2 — источник света; 3 — отвес; 4 — собирающая линза; 5 — компас



При этом диск 15 садится на нажимной шток 17 и освобождает измерительную систему.

Освобожденная рамка инклинометра устанавливается в плоскости искривления скважины, а стрелки буссоли и отвеса занимают положения, соответствующие азимуту и углу наклона скважины в точке измерения.

Нажимной шток 17 имеет специальное гидравлическое реле 16, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска. Как только диск 15 возвращается на свое место, фиксатор 14 закрепляет стрелки буссоли и отвеса в тех положениях, которые соответствуют азимуту и зенитному углу искривления в точке измерения. Для проверки правильности показаний инклинометра в стакан 2 можно вставить пробирку 3 с плавиковой кислотой для контрольного измерения угла искривления.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор 6 гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника 18, штока и резьбовых соединений. Масло оказывает также демпфирующее влияние на стрелки буссоли и отвеса и используется для работы гидравлического реле времени.

На нижней части прибора выполнен кольцевой лимб 21, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска 11. Лимбы 9, 21 и риска 11 позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

Инклинометр спускается в бурильную колонну с помощью вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу колпака 12. Измерение длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак 12 и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса 8, а азимут — по показанию магнитной стрелки буссоли 13.

В зарубежной практике наиболее простым считают обслуживание с помощью фотографических устройств.

Контролирующие инструменты, применявшиеся ранее, записывают информацию на забое скважины, которую затем, после подъема на поверхность, анализируют.

Фотографическое устройство доставляют в скважину и извлекают из нее одним из трех способов.

1. Оно может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее с помощью троса или кабеля малого диаметра.

2. Оно может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено с помощью овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе.

3. Оно может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для замены долота) извлечено из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

Простейшая магнитная установка. Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 9.18). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен верти-

кально, подобно отвесу. Электрический свет, сфокусированный на края диска со светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент должен быть расположен вблизи долота в специальных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается, (например, коррозионно-стойкая сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

Фотографический диск должен быть помещен в камеру, периодически выпускающую импульс света. Таймер, встроенный в сборку устройства, в определенные моменты времени фиксирует маятник и компас, чтобы зафиксировать информацию об их взаимном положении.

Инструментальную сборку спускают в скважину и устанавливают в немагнитной части инструмента. Таймер включает свет, который направлен мимо маятника и фиксирует его на фотографическом диске. После необходимой экспозиции диска свет выключается, и инструмент возвращается в исходное положение. На поверхности диск проявляют и читают информацию.

На рис. 9.19 показана типичная фотография. Угол скважины прямо зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15° . Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от се-

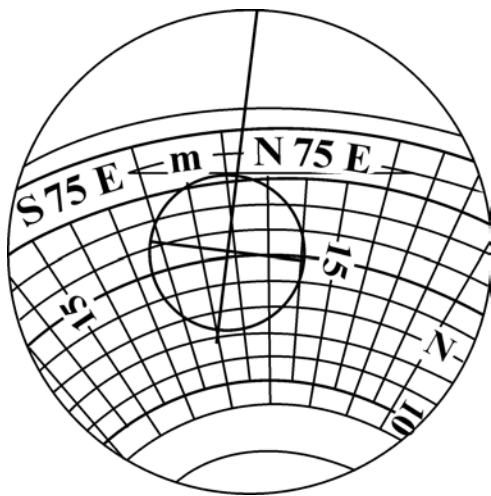


Рис. 9.19. Фотография магнитного диска с проекцией отвеса

верного географического полюса. Но план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

Магнитное устройство для многократных измерений. Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени, такие, например, как перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

При этом применяют магнитное устройство для многократных точечных измерений.

Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одnorазового. Основное различие состоит в том, что он снабжен встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах (рис. 9.20). Результаты исследований анализируют, и сервисная компания представляет их в виде графических материалов.

Гирскопический многоразовый аппарат. Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. Магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или в открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, например скважины, пробуренные с морских платформ. Гирскопический многоразовый прибор можно использовать для управляющих сервисных действий в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурильных трубах.

Гирскоп (рис. 9.21) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться вокруг одной оси (AB), но свободно менять положение около одной или обеих из двух других взаимно перпендикулярных осей (KG и ED). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, несмотря на то, как поворачиваются другие оси.

Гирокомпас в гирскопическом многоразовом приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гирскопу. Собст-

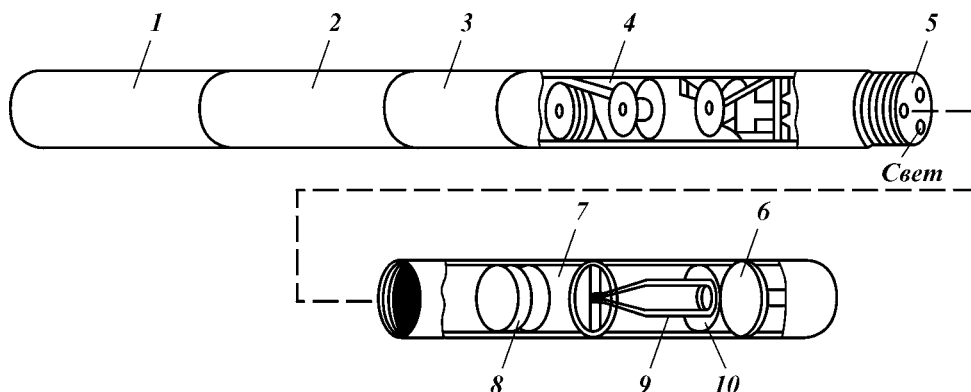


Рис. 9.20. Схема глубинного фотографического инструмента многократного действия:
1 — батарея; 2 — таймер; 3 — мотор; 4 — камера; 5 — линзы; 6 — шкала; 7 — жидкость; 8 — стеклянная крышка; 9 — отвес; 10 — фокусирующая линза

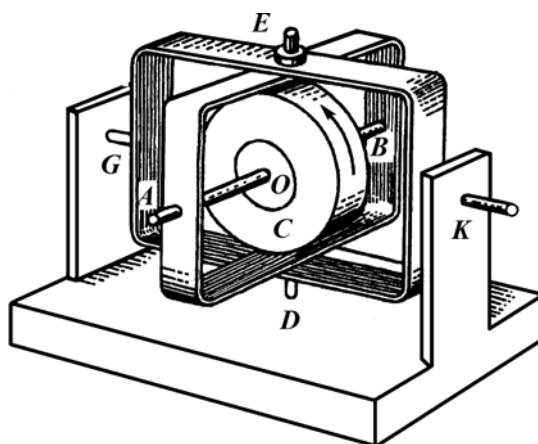


Рис. 9.21. Гирискосп в кардановом подвесе

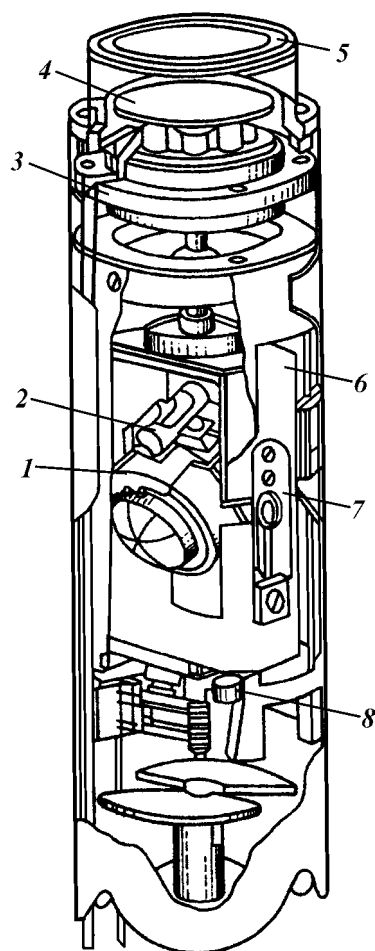


Рис. 9.22. Гирискосп в глубинном инструменте многократного действия:

1 — сборка мотора для гирискоспа; 2 — нивелирующий переключатель; 3 — сборка вращающего мотора; 4 — гирокарта; 5 — шкала верньера; 6 — внешний шарнир; 7 — внутренняя опора шарнира; 8 — нижняя внешняя опора шарнира

венно гирискосп — это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой $40\,000\text{ мин}^{-1}$. В отличие от магнитного компаса гирокомпас не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако так как на гирискоспы влияют вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в бурильную колонну и извлекать из нее с помощью троса. Гирискосп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гирискоспы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начального отрегулированного положения. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее (так же, как и для магнитных приборов).

На рис. 9.22 показана компоновка рабочих частей в гирискоспическом приборе. Перед тем как спустить этот прибор в скважину, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или от поверхностного источника по кабелю.

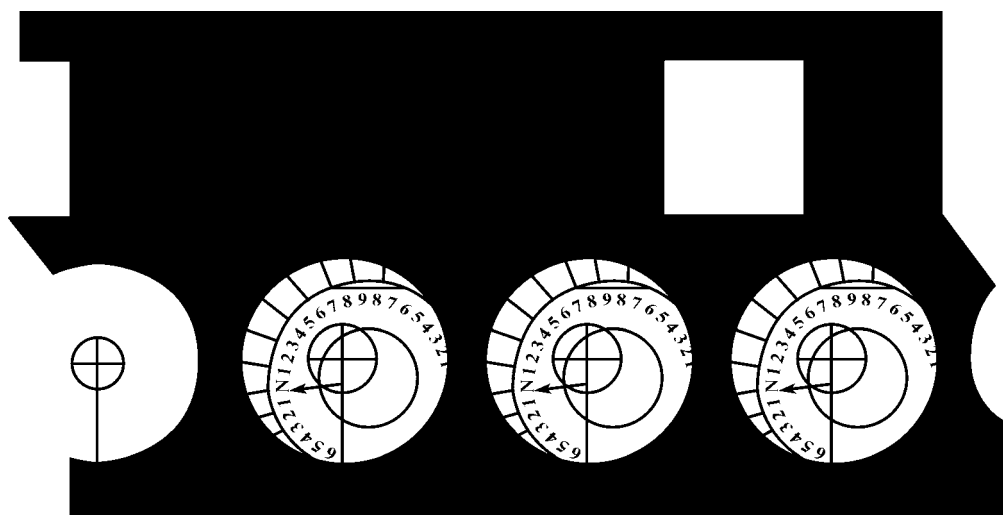


Рис. 9.23. Запись на фотопленке многократных показаний гироскопа

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому устройству, этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах (рис. 9.23). Крест на каждой фотографии — это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гироскопе, указывает направление оси вращения.

Иногда при направленном бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одноразового прибора можно использовать одноразовый гироскопический.

Обслуживание посредством забойной телеметрии. Преимущества фотографического обслуживания: его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спускать и поднимать прибор или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась неудачной. Чем дольше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может в короткий срок предоставить расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), хотя первоначально может быть дорогим, в конечном счете может уменьшить издержки производства.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие — посредством буровой промывочного раствора. На буровой площадке портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда — в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает гироскоп или магнитометр.

Кабельная телеметрическая система. Управляющий инструмент — это кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления. Так как в нем используется кабель, управляющий инструмент можно применять только с забойным двигателем, который приводит в действие долото, когда бурильная колонна не вращается (зафиксирована).

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые продолжительно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и позволяет считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по плану.

Искривляющий инструмент изменяет курс скважины отводом долота в одну из сторон. Эта сторона инструмента называется «лицом». «Лицо» искривляющего инструмента поворачивают, ориентируя по направлению курса скважины.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением бурильной колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давлений. Положительные импульсы бурового раствора — серия увеличения давления, отрицательные — уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.

В отечественной практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ. Использование телеметрической системы СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве. Глубинные датчики этой системы размещают в корпусах диаметрами 164 и 215 мм (СТЭ 164 и СТЭ 215).

Комплект телеметрической системы включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы (БГТС), глубинное измерительное устройство (УГИ), наземный пульт телеметрической системы (ПНТС), наземное измерительное устройство (УНИ), соединительный фильтр (ФП).

Компоновка аппаратуры СТЭ включает скважинное измерительное устройство, спускаемое в скважину, и наземное приемно-регистрирующее устройство. Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значениях измеряемых величин.

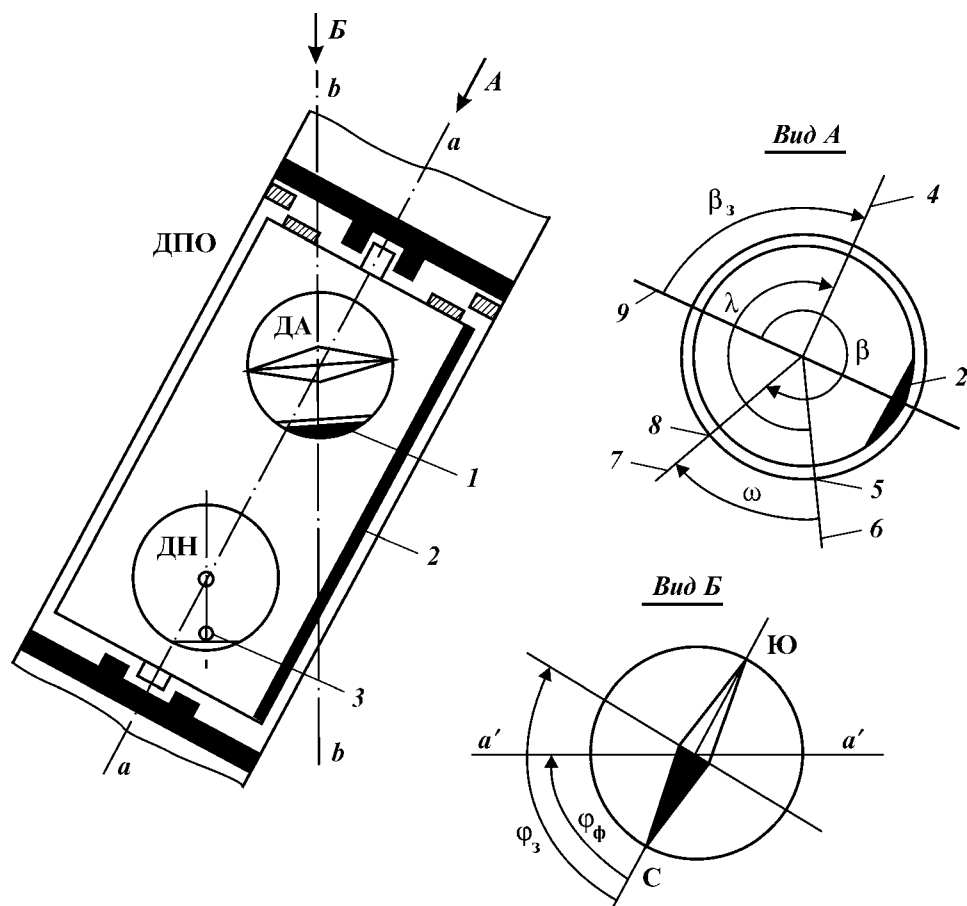


Рис. 9.24. Схема измерительной части телеметрической системы СТ:

1, 3 — эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; 2 — груз рамы; 4 — заданное направление; 5 — метка отклонителя; 6, 7 — реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; 8 — метка «0» УГИ; 9 — след апсидальной плоскости; λ — угол поворота буровой колонны; β — угол установки отклонителя; ω — угол смещения (угол между меткой «0» и «лицом» отклонителя); φ — проектный азимут скважины

Телеметрическая система СТЭ рассчитана на работу при гидростатическом давлении до 80 МПа и температуре окружающей среды до 100 °С. Пределы измерений параметров забойных данных: угол наклона 0–110°, азимут 0–360°.

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 9.24). Принцип действия датчика азимута (ДА) основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз 1 для приведения прибора в горизонтальное положение.

Принцип действия датчика наклона (ДН) основан на применении эксцентричного груза 3, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. С осью груза 3 связан ротор СКВТ, преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному градусу механического поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на 6° .

Принцип действия датчика положения отклонителя (ДПО) основан на повороте рамки с эксцентричным грузом 2 и укрепленными на ней датчиками ДА и ДН. Груз 2 стабилизирует рамку в апсидальной плоскости. Статор ДПО жестко связан с электронным блоком и немагнитным корпусом телеметрической системы. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному градусу поворота соответствует изменение фазы выходного сигнала на 1° .

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые датчиками ДН, ДПО и ДА, имеют различную фазу (от 0 до 360°) и в зависимости от изменений измеряемого параметра поступают в глубинный передающий блок. Последний осуществляет последовательный опрос во времени глубинных датчиков, формирует суммарный широтно-импульсный модулированный сигнал и передает его в токоподвод электробура.

На базе телеметрической системы СТЭ разработаны телеметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, который снабжен контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля (УВК) в составе бурильной колонны.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или над отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде импульсной информации. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Наземное оборудование телеметрической системы СТТ включает приемно-регистрирующее устройство, в котором сигналы дешифруют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном контейнере сигнал информации усиливается и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводится в наземный пульт телеметрической системы.

Принцип действия скважинных датчиков и наземной аппаратуры в те-

леметрических системах для турбинного бурения и для бурения с применением электробуров аналогичен.

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

ориентирование отклоняющих устройств в заданном азимуте с учетом угла закручивания буровой колонны при забурировании наклонного или горизонтального ствола скважины;

определение угла закручивания буровой колонны от реактивного момента забойного двигателя;

постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, азимута и положения отклонителя по приборам наземного пульта, а также запись указанных параметров в процессе бурения.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя.

9.6. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ И НАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Как уже отмечалось, горизонтальные скважины являются частным случаем наклонно направленных скважин. В последние несколько лет в мире было пробурено большое число горизонтальных скважин. Основная задача горизонтальных скважин — увеличение поверхности контакта с коллектором и, таким образом, повышение их производительности. Аналогичную задачу решают для нагнетательных скважин.

Следует понимать, что любая скважина, которой пересекают пласт вдоль напластования, может называться горизонтальной, в то время, когда вертикальные скважины бурят перпендикулярно к напластованию, а наклонные — под углом к напластованию. Таким образом, скважины, вскрывающие вертикально расположенные пласты вертикальным стволом, являются горизонтальными. Для горизонтальной скважины ее продуктивность не столько зависит от мощности пласта, сколько от длины фильтровой зоны скважины. В настоящее время возможно бурение горизонтальных участков скважины длиной более 1000 м. Горизонтальный участок может вскрыть как однопластовую, так и многопластовую залежь в виде лестницы или путем последующего гидроразрыва в вертикальном направлении.

Утверждение о том, что бурить горизонтальные скважины всегда целесообразно и выгодно, — неверное. Так, в гомогенном пласте большой мощности без газовой шапки и подстилающей воды при низкой вертикальной и высокой горизонтальной проницаемости фильтровую часть скважины лучше бурить наклонно или даже вертикально. Аналогичен подход к вскрытию скважиной многопластовой или тонкослоистой толщи, а также зоны с естественной системой равномерной трещиноватости. Очевидно, что крутопадающий пласт надо вскрывать вертикальной или наклонной скважиной. Часто многопластовую залежь вскрывают многозабойными горизонтальными скважинами. Такие скважины предпочтительнее бурить в пласте с высокой вертикальной проницаемостью или при наличии подошвенной воды. Таким образом, выбору горизонтальной скважины должен предшествовать анализ геологической ситуации.

Горизонтальные скважины эффективно используют в следующих случаях: в трещиноватых коллекторах с их помощью лучше дренируют нефтяные пласты; в коллекторе с подошвенной водой или с газовой шапкой горизонтальные скважины используют, чтобы уменьшить опасность обводнения или прорыва пластового газа в скважину; в низкопроницаемых коллекторах горизонтальные скважины лучше дренируют пласт, что позволяет сократить число скважин; в высокопроницаемых газовых коллекторах горизонтальные скважины позволяют уменьшить скорость движения газа и сократить потери пластовой энергии на турбулентное трение; для увеличения нефтеотдачи термическим воздействием, так как создается возможность существенно повысить приемистость по теплоносителю.

Рассмотрим некоторые практические особенности бурения горизонтальных скважин по сравнению с наклонными.

1. Опасность прихвата и обрыва колонн:

в горизонтальных скважинах опасность прихвата и обрыва бурильных труб меньше, так как искривление скважины происходит в нижней части разреза, который характеризуется, как правило, сравнительно устойчивыми породами;

желобообразование имеет место в перегибах ствола, когда бурильная колонна находится в растянутом состоянии, но в горизонтальных скважинах обычно большая часть колонны при бурении сжата и не вырабатывает желоб в одном и том же месте;

обычно техническая колонна спускается перед разбуриванием продуктивной зоны пласта, что уменьшает опасность прихвата в горизонтальной скважине.

2. Трение:

горизонтальные скважины характеризуются высоким уровнем трения бурильных колонн о стенки скважины, особенно на ее горизонтальном участке;

трение усиливается с увеличением протяженности горизонтального участка, так как нагрузка на долото в этом случае обычно создается почти всем весом бурильной колонны;

не последнюю роль играет качество бурового промывочного раствора, прежде всего его смазывающая способность.

3. В отличие от наклонной скважины забойная компоновка при бурении горизонтального стола следующая:

долото — забойный двигатель — стабилизатор — MWD — немагнитная УБТ — толстостенные бурильные трубы — ясс — толстостенная бурильная труба — тонкостенные бурильные трубы до устья.

Важнейшая задача при горизонтальном бурении — не допустить скручивания бурильных колонн, поэтому на горизонтальных участках стремятся как можно меньше использовать УБТ и тем самым уменьшать сопротивление трению. Лучшее правило: компоновка должна быть по возможности простой.

В зарубежной практике в составе бурильных колонн при горизонтальном бурении применяют один или два ясса, причем верхний ясс срабатывает как вверх, так и вниз, а нижний должен срабатывать только вверх во избежание его срабатывания в процессе бурения. Надо избегать спуска ясса в искривленные части скважины. Иногда ясс не применяют вообще.

4. Фактическая вертикальная глубина скважины. При бурении горизонтальной скважины большая ответственность ложится на исполнителей работы при определении глубины скважины по вертикали по данным меры бурового инструмента. Незначительная ошибка в глубине может оказаться роковой, так как исключается вхождение долота в пласт в заданной точке. А это приведет к ошибке в размещении фильтровой части скважины в пласте (например, разместят фильтр в водоносной или в газоносной части нефтесодержащего пласта).

5. Контроль траектории скважины. Бурение горизонтального участка будет медленным или даже невозможным, если некачественно пробурена направляющая часть ствола. Здесь не допустимы ошибки в навигации.

При бурении непосредственно горизонтальной части скважины ответственность за правильную навигацию повышается, хотя управление траекторией по показаниям инклинометра и магнитометра или гироскопа становится неэффективным. На первый план может выступить контроль за параметрами проходимого пласта (проницаемость, нефтенасыщенность, фациальный состав, пористость, водонасыщенность, термодинамические параметры). Контроль этих параметров осуществляют системы LWD (каротаж во время бурения).

6. Горизонтальный участок сопоставим с направляющим участком как по длине, так и по продолжительности бурения.

7. Буровые промывочные и тампонажные растворы должны обладать седиментационной устойчивостью, так как существует опасность осаждения на нижней стенке скважины шлама и тяжелых компонентов раствора, что осложнит бурение и крепление горизонтальной скважины.

8. Нагрузка на долото. При бурении горизонтального участка скважины нагрузка на долото создается не нижней, а верхней частью бурильной колонны, причем определить ее по индикатору веса затруднительно. В связи с этим в горизонтальном бурении остро стоит вопрос измерения режимных параметров бурения непосредственно на забое скважины.

Как указывалось, основная цель бурения горизонтальных скважин — создание фильтровой зоны по простирацию пласта. Поэтому проектирование горизонтальной скважины следует начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка, которые непосредственно зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза. Следует предусмотреть мероприятия по минимизации загрязнения пласта буровыми и тампонажными растворами с учетом длительности и протяженности интервала их воздействия.

Эксплуатационная характеристика пласта должна включать:

запасы нефти, добыча которых вертикальными или наклонными скважинами затруднена или практически невозможна;

пластовое давление;

состояние разработки залежи;

режим работы пласта;

способы эксплуатации, предполагаемая частота ремонтов, их причины и характер;

эффективность других методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальная скважина состоит из направляющей части и горизон-

тального участка. Направляющая часть включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (прямолинейный) участок и участки увеличения зенитного угла или состоит только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Одним из главных участков такой скважины является вертикальный. В процессе бурения вертикального участка его ось отклоняется от вертикали и скважина приобретает вид спирали. Такое искривление препятствует дальнейшему нормальному ходу бурения скважины: ухудшаются условия продвижения инструмента в ней в процессе спускоподъемных операций, создания достаточной нагрузки на забой, проведения инклинометрических и геофизических работ и т.д.

Для уменьшения отклонения применяют компоновки низа бурильных колонн (КНБК) самых разнообразных конструкций, подразделяющихся на три основных типа: маятниковые, жесткие и опорные.

Эффективность работы КНБК при этом определяют три основных элемента: жесткость, зазор между компоновкой и стенками скважины и длина компоновки. В настоящее время применяют в основном жесткие КНБК, расчет места установки в них опорно-центрирующих элементов проводят с допущением, что отклоняющая сила на долоте равна нулю и угол между осью компоновки и осью скважины также равен нулю.

При уравнивании искривленных и прямолинейных участков горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин в отечественной практике используют КНБК и их элементы, приведенные на рис. 9.25.

КНБК для набора зенитного угла по большому радиусу представлена на рис. 9.25, а. В ней используются турбинные отклонители ТО2-240 и ШО-195. В зависимости от угла искривленного переводника и диаметра долота обеспечивается интенсивность искривления $0,8-2,0^\circ$ на 10 м ($R = 286 \div 716$ м). КНБК для набора зенитного угла по среднему радиусу собирается в соответствии со схемами на рис. 9.25, а, б.

При использовании в качестве отклонителя винтового двигателя Д2-172 (см. рис. 9.25, а) в зависимости от угла искривленного переводника обеспечивается интенсивность искривленного ствола скважины в диапазоне $2,9-3,8^\circ$ на 10 м ($R = 150 \div 200$ м). В случае применения двигателей ДГ-172, ДГ-155 и искривленного переводника с подпором (см. рис. 9.25, б) интенсивность искривления в пределах $5,7-10,0^\circ$ на 10 м ($R = 57 \div 100$ м).

При бурении горизонтальной скважины по малому радиусу КНБК собираются в соответствии со схемами на рис. 9.25, в, г. При использовании отклонителей ДГ2-106, ДГ-155, ОШ-172 с шарнирным соединением (см. рис. 9.25, в) обеспечивается интенсивность искривления в диапазоне $1,1-1,4^\circ$ на 1 м ($R = 40 \div 50$ м). Применение отклонителей ДГ-106, ДГ2-106 и ДГ-155 в сочетании с корпусным шарниром (см. рис. 9.25, г) дает возможность получить интенсивность искривления в пределах $1,9-2,9^\circ$ на 1 м ($R = 20 \div 30$ м).

Схемы КНБК для стабилизации, малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла представлены на рис. 9.25, д, е. КНБК базируются на использовании серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей с центратором на корпусе забойных двигателей. Конструкция КНБК обеспечивает ее проходимость в искривленном стволе скважины и бурение горизонтального участка с интенсивностью искривления $0-5^\circ$ на 100 м. Ориентирование отклонителя и постоянный контроль параметров искривления ствола скважины при наборе зенитного угла проводятся телеметрической

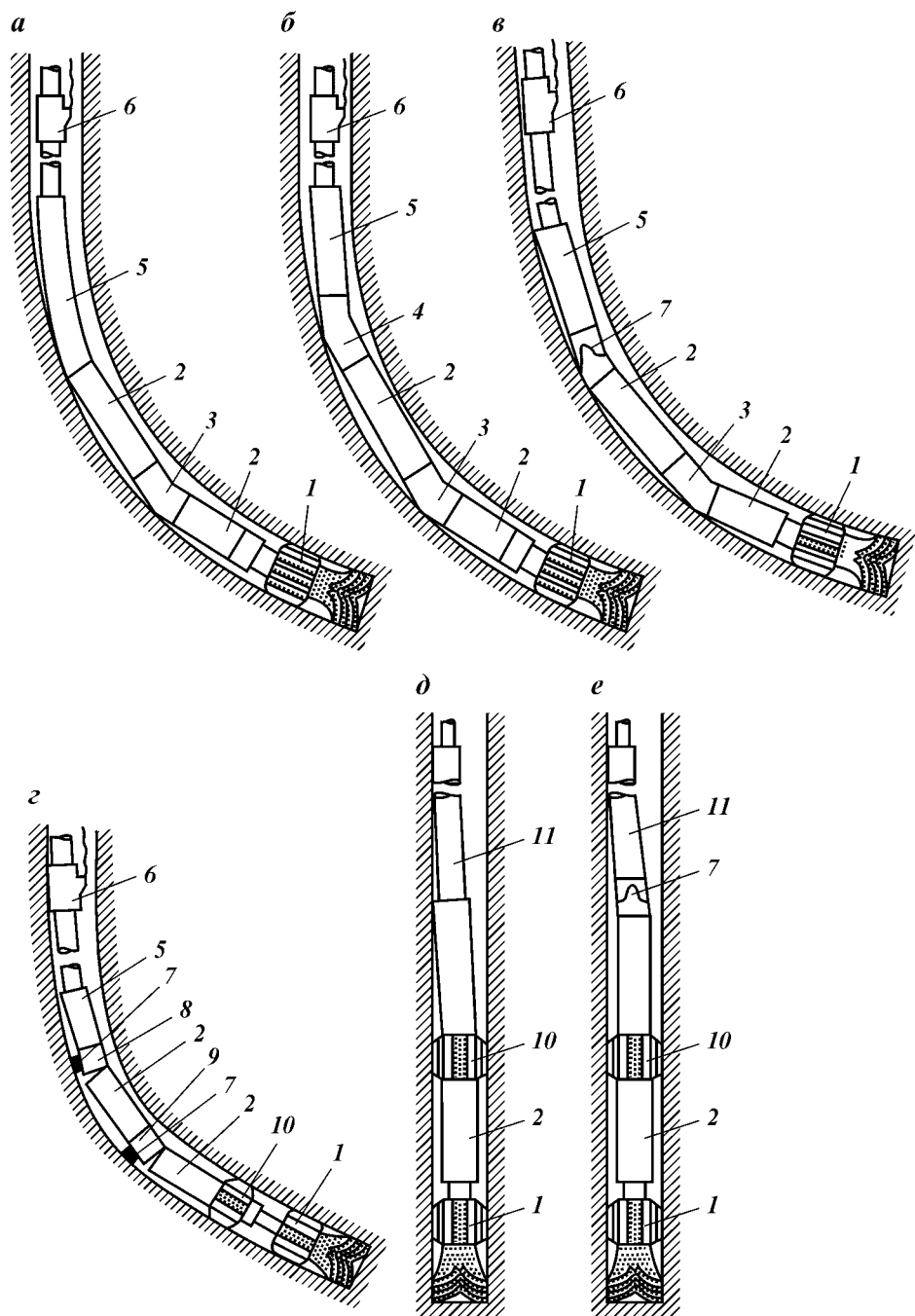


Рис. 9.25. Схемы компоновок низа буровой колонны (КНБК) для искривления горизонтальных скважин:

1 — наддолотный калибратор; 2 — забойный двигатель-отклонитель; 3, 4 — нижний и верхний кривые переходники; 5 — телесистема с кабельным каналом связи; 6 — переходник с боковым выводом для кабеля; 7 — подпор кривого переходника; 8 — шарнирное соединение; 9 — корпусный шарнир; 10 — центратор забойного двигателя; 11 — диамагнитные трубы

системой с проводным каналом связи при турбинном бурении СТТ, а при электробурении СТЭ с использованием долот диаметрами 295,3 и 215,9 мм, а также инклинометрами (серийными) в сочетании со специальным устройством «Зенит».

При забурировании дополнительного ствола из обсаженной скважины ориентирование отклонителя проводится с помощью устройств, включающих гироскопические инклинометры ИГ-50, ИГ-36.

Оперативный контроль параметров искривления ствола скважины осуществляется односточечными инклинометрами с часовым механизмом сбросового и встроенного типов.

Инклинометры и геофизические приборы доставляются по бурильной колонне к точке измерения потоком бурового раствора с помощью специального устройства (КТГ).

Многозбойные и горизонтально-разветвленные скважины бурят обычными буровыми установками с помощью серийно выпускаемого оборудования.

Мощность и грузоподъемность буровой установки необходимо выбирать с учетом дополнительных сил сопротивления, возникающих на участках резкого искривления и на горизонтальных участках при взаимодействии бурильной и обсадной колонн со стенками скважины при осевых перемещениях. Напряженность бурильных и обсадных колонн дополнительно возрастает вследствие изгиба труб на участках резкого искривления стволов. Колонны для этого вида бурения следует выбирать по допустимым напряжениям, возникающим в теле трубы, при их деформированном положении в скважине. При этом выбираемый при расчете коэффициент запаса прочности должен быть минимальным, равным 1,25.

В монолитных устойчивых породах дополнительные стволы не закрепляют обсадными трубами. Верхнюю часть разреза при этом закрепляют до кровли продуктивного пласта. Такая конструкция позволяет облегчить проходку и освоение всех ответвлений скважин. В продуктивных пластах, сложенных неустойчивыми породами, основной ствол должен быть закреплен хвостовиком (разъемным). На хвостовики устанавливают воронки для облегчения ввода труб. Это необходимо в том случае, если скважина многозбойная. Если скважина заканчивается одним пологим стволом, пройденным в продуктивном пласте, проблема крепления скважины упрощается. Стол до продуктивного пласта закрепляют обсадной колонной и цементируют. В горизонтальную часть скважины спускают заранее перфорированный хвостовик с таким расчетом, чтобы его верхний конец оставался внутри основной эксплуатационной колонны.

Кустовое бурение. Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки пласта, месторождения.

При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительно-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т.д. Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается в условиях моря, в болотистых местностях и др. Впервые в СССР кустовое бурение было осуществлено под руководством Н.С. Тимофеева на о-ве Артема в Азербайджане. В настоящее время в кустах бурят 8–24 скважины и более.

Основными подготовительными работами являются подготовка пло-

щадки к строительству наземных сооружений и прокладка коммуникаций. На заболоченной или затопляемой территории технически возможны следующие методы их освоения: сооружение дамб, ограничивающих площадку; сооружение искусственных островов; при высоком уровне вод — сооружение эстакад.

Применяют различные типы и варианты кустований в зависимости от природных условий.

Кусты делят на локальные, т.е. не связанные постоянными дорогами с базой, кусты, расположенные вдоль транспортной магистрали, и кусты, находящиеся в центре транспортной магистрали. В первом случае скважины, как правило, направляют во все стороны (веером), что позволяет собрать в куст максимальное число устьев скважин. При разбуривании многопластовых залежей число скважин в кусте увеличивается. В случае расположения кустов вдоль транспортной магистрали (Азербайджан — море, Западная Сибирь) число скважин в кусте уменьшается по сравнению с числом скважин на локальном кусте.

Одна из основных особенностей проводки скважин кустами — необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести: вынужденную консервацию уже пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности; увеличение опасности пересечения стволов скважин; трудности в проведении капитального и подземного ремонтов скважин, а также в ликвидации грифонов в условиях морского бурения и др.

Многозабойное бурение. Сущность этого способа бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т.е. основной ствол используется многократно. Полезная же протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают.

Первая многозабойная скважина была пробурена в 1953 г. на Карташевском рифовом месторождении Башкортостана. Первая горизонтальная скважина, проходящая 130 м непосредственно по пласту мощностью около 30 м, была проведена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской (ныне Самарской) области. Несмотря на то, что скважина была пробурена на сильно дренированный пласт, ее суточный дебит составил 40 т, что многократно превышало дебиты вертикальных скважин.

Во ВНИИБТ в результате работ по многозабойному и горизонтальному бурению разработаны специальные укороченные турбобуры Т12М2К, в которых впервые была применена проточная пята, отработана технология безошибочного попадания в дополнительные стволы, разработана система доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы, которая используется с некоторыми модификациями по настоящее время как в РФ, так и за рубежом (система «Симфор»). ВНИИБТ разработаны технические средства и методы, позволяющие достаточно надежно проводить горизонтальные стволы в заданном направлении.

При использовании электробур в качестве забойного двигателя имеющийся набор серийно выпускаемых технических средств позволяет проводить интенсивное искривление скважины по радиусу 120 м и менее и вести горизонтальное бурение при постоянном контроле за пространственными параметрами ствола.

Большая часть горизонтальных скважин в стране пробурена с помо-

щью гидравлических забойных двигателей. В этой области основным направлением работ в последние годы было создание технических средств и отработка технологии бурения стволов горизонтальных скважин с минимальными отклонениями от расчетной траектории. ВНИИБТ созданы комплексы технических средств «Горизонт-1», включающие отклонитель на основе укороченного забойного двигателя объемного типа диаметром 172 мм, и специальные средства для доставки геофизических приборов в скважину при больших углах наклона ствола. Создан универсальный отклонитель ОШ-172, который используют как при искривлении ствола скважины, так и при бурении горизонтальных участков ствола, что достигается путем замены сменных деталей отклонителя в условиях механического цеха или буровой. Обеспечивается радиус искривления ствола скважины 275,9-мм долотом, равный 40 м и более.

Отработана технология выхода на горизонтальное направление и проводки горизонтального ствола длиной 150–200 м с отклонением от вертикальной отметки в пределах 4 м. Это достигается за счет высокой степени совпадения расчетной и фактической интенсивности искривления ствола при работе с отклонителем ОШ-172, непрерывного контроля за положением отклонителя при помощи прибора с кабельной линией связи, использования специальных шарнирных компоновок при проводке горизонтального ствола, а также периодических инклинометрических измерений. Крепление стволов скважин проводится эксплуатационной колонной диаметром 140–146 мм, оборудованной в продуктивной зоне фильтром такого же диаметра. Эксплуатационная колонна цементируется выше башмака 245-мм промежуточной колонны с применением пакера типа ПДМ-140 (ПДМ-146). Геофизические исследования горизонтального ствола проводят с применением радиационных методов.

В зарубежной практике этот метод, а главное, узел управления, сбора информации и корректировки ствола скважины и, кроме того, специальные трубы и другой инструмент разработаны в нескольких вариантах, которые обеспечивают проводку скважин по пласту мощностью всего несколько метров. Система измерений при бурении позволяет осуществлять процесс в автоматическом режиме.

10

ГЛАВА

ВСКРЫТИЕ И РАЗБУРИВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений во многом определяется состоянием призабойной зоны скважин в период заканчивания.

В результате физико-химического и физико-механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород в призабойной зоне.

Физико-химическое воздействие на призабойную зону обусловлено взаимодействием флюида пласта и фильтрата бурового и цементного рас-

творов, а также действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;
- изменяющееся противодействие столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся давление столба цементного раствора);
- фильтрация бурового (и цементного) раствора;
- изменяющийся температурный режим в скважине;
- гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущегося бурового инструмента;
- гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и т.д.

10.1. РАЗБУРИВАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта необходимо уделять особое внимание технологическим приемам, снижающим отрицательное воздействие технологических процессов на приствольную зону продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на 1,5–3,5 МПа (в зависимости от глубины). В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве, а также в результате движения вниз бурового инструмента.

Не изучен вопрос изменения проницаемости продуктивного пласта при его краевой разгрузке с учетом перемещения частиц (песка, обломков породы), хотя известно, что создание всестороннего гидравлического давления (через диафрагму) понижает проницаемость образца, а снятие давления ее повышает. Однако попеременные нагружение и разгрузка образца могут нарушить его сплошность.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и при заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) для многих производственных объединений РФ стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин — получаемый полезный эффект, т.е. добыча определенного количества углеводородов на 1 руб. затрат при строительстве скважин. За последние 10 лет она сократилась более чем в 2 раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий. Это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности, альтернатива экстенсивному пути ее развития, экономически неоправданному освоению многих новых малопродуктивных месторождений.

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности — наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом — не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствуют оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодны ускорение и снижение фактической себестоимости строительства скважин по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству, лишь бы был достигнут его минимальный уровень, необходимый для сдачи скважин.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимоувязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

10.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БУРЕНИЕ И ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора (но не во всех случаях).

Кроме ухудшения естественного состояния продуктивного пласта за счет проникновения фильтрата бурового раствора и в некоторых случаях твердой фазы на скорость бурения влияет ряд технологических факторов, определяемых свойствами бурового раствора: плотность, вязкость, показатели фильтрации, содержание и состав твердой фазы. Эти показатели могут способствовать увеличению механической скорости проходки (фильтрация) и одновременно снижать проницаемость призабойной зоны или способствовать уменьшению скорости проходки и улучшать состояние призабойной зоны. Вместе с тем основные показатели технологических свойств буровых растворов взаимосвязаны.

В бурении предъявляют повышенные требования к выбору бурового раствора, в первую очередь с позиции предупреждения осложнений и аварий, затем учитывают обеспечение наилучших условий работы породоразрушающего инструмента и, к сожалению, очень редко уделяют внимание максимальной возможности сохранения естественного состояния продуктивного объекта.

10.3. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта включает большой круг вопросов, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Это наиболее доступный для изменения фактор — обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Существуют следующие основные факторы загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, которая поступает из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

кольматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной $6,5 \text{ см}^2$, находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП. Их влияние идет в направлении снижения проницаемости ПЗП за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; действия адсорбционных сил, удерживающих воду в порах, и др.

Буровой раствор с высокой водоотдачей нецелесообразно использо-

вать при освоении скважин и добыче нефти и газа, так как он снижает естественную продуктивность пласта, и для ее восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько кислотных обработок.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно около стенки скважины. Проницаемость этой зоны ухудшается практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

- состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);

- противодавления на пласт от столба бурового раствора;

- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;

- состава цементного раствора;

- глубины и плотности перфорации обсадной колонны;

- длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;

- способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород.

2. Гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой кольтатации содержание частиц, диаметр которых больше на 30 % размера поровых каналов или трещин, должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента.

3. Поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным; водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта. Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (вращающиеся превенторы, дистанционно управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора), поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Как фактор репрессия имеет превалирующее значение:

от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на разных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть — газ — порода — остаточная вода — фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина — пласт.

Влияние зоны коьматации на приток флюида к стволу скважины изменяется в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны коьматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это явление в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны коьматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) — фильтрат и, если по-

верхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть — фильтрат.

Качество вскрытия продуктивных пластов следует повышать двумя путями:

выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

выбором технологических режимов вскрытия и промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессии, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать без заметных остаточных явлений последствия проникновения фильтрата в призабойную зону.

Твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникающего раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, различающихся основными признаками и усло-

виями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных кернах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти более чем на 50 %, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 10.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при разных условиях находится в пределах 45—85 %. Добавка к буровому раствору реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на начальную проницаемость пористой среды отражают данные табл. 10.2. Таким образом, как показывают лабораторные исследования, проведенные в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 10.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Рассмотренные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлинняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на некоторых площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Таблица 10.1

Восстановление проницаемости керна

Порода	Начальная неф-тепроницае-мость, мкм	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный пес-чаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (МИНГ)
	1,0		62	
	1,4		68	
	2,0		74	
Девонский песчаник Ромашкинского ме-сторождения	0,4	«	42	В.А. Шевалдин (ТатНИИ)
	1,2		46	
	2,0		50	
	0,4		86	
	1,2		84	
	2,0		82	
Юрский песчаник Таллинского место-рождения	0,01—0,2	Любая	55	Н.Р. Рабинович (ВНИИКРнефть)

Таблица 10.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Коэффициент восстановления начальной проницаемости, %
Вода	59,4
Буровой раствор без добавки реагентов	71,7
Буровой раствор + 10 % УЩР	47,5
Буровой раствор + 1 % КМЦ	59,8
Пена	94,2
Раствор на нефтяной основе	95,0

Таблица 10.3

Уменьшение коэффициента продуктивности

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа		K ₁ /K ₂
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K ₁	после закачки раствора K ₂	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов в скважинах глубиной 4000–5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое вследствие высоких пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до 1,8–2,2 г/см³. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, его вскрытие проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него большого количества раствора, особенно при часто повторяющихся спускоподъемных операциях, когда наблюдается резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным:

Самарская область.....	18–48
Украина.....	50–80
Азербайджан.....	60–120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма большой. По данным специальных исследований, она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана 1,4–2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5–3,0 м, на Самотлорском месторождении 6–37 м и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Цементирование эксплуатационной колонны может также отрицательно влиять на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже или выше гидростатического. В первом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и собственно раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью $1,8 - 1,85 \text{ г/см}^3$. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность операций, проводимых при заканчивании скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно, как считают специалисты, использовать растворы на углеводородной основе (РУО) или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, которые предотвращают снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удастся получить промышленный приток газа, необходимо искать растворы новых типов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности.

В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью $1,75 \text{ г/см}^3$. В результате существенно снижается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, затрудняется освоение скважин и требуется неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Конструкцию скважин в зоне многопластовой залежи следует выбирать исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного объекта и всей залежи в це-

лом. Эту задачу можно выполнить в результате отдельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии многопластовых продуктивных залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи составляет немного более 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 58 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на Майкопском и Кущевском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44 — 0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 в большой степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов и заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, этот способ все еще не находит широкого применения на практике.

Внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И наконец, независимо от типа используемого газообразного агента сложившаяся технология имеет существенный недостаток — не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу бурильной и обсадной колонн, а также к разрушению устьевых обору́дования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО «СевКавГазпром» разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами ДВС, обеспечивающими равновесие давления в системе скважина — пласт. Использование выхлопных газов ДВС

исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает изнашивание устьевого оборудования.

Для вскрытия газоносного пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

- компрессорные установки с подачей 30–50 м³/мин на рабочее давление 3,0 МПа;

- устьевые вращающиеся герметизаторы на рабочее давление 5,0–10,0 МПа.

Для охлаждения и очистки выхлопных газов можно использовать аппараты воздушного охлаждения типа АВГ-П-160 РР и маслослабоотделители типа ВО-1.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

- большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

- потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

- недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пеной.

СевКавНИИГазом разработана новая технология вскрытия пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Эта технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

Применение данной технологии позволяет:

- вскрывать пласты с давлением, равным 0,1–0,3 гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

- существенно экономить энергию и материалы на процессы промывки скважины;

- исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

- не допускать загрязнения окружающей среды;

- увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт. Суть этого метода заключается в том, что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Методы равновесного бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт базируются на оперативном контроле за пластовым давлением и на корректировке плотности бурового раствора. Появляется необходимость частых остановок (перерывов) в бурении для определения пластового давления (по значению устьевого давления) и изменения плотности бурового раствора.

В СевКавНИИГазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфическая особенность герметизированной системы циркуляции — наличие буферного компенсатора, с помощью которого буровой раствор подают от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии — проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при $p_3 = p_{пл}$;

бурение с избыточным давлением — проведение полного цикла буровых работ при $p_3 > p_{пл}$;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство $p_3 = p_{пл}$ соблюдается только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины в статическом состоянии меньше пластового (т.е. $p_3 < p_{пл}$).

При этом буровые работы выполняют с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промысловой практике имеется немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтеносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объекта. Применение в этих условиях облегченных тампонажных растворов плотностью 1,5–1,54 г/см³ с пониженной фильтратоотдачей (добавки фильтроперлита 5 %) позволило при освоении обеспечить увеличение дебита в 3 раза по сравнению с дебитом скважин, цементировавшихся по старой технологии.

Тампонажные растворы, применяемые для цементирования продуктивных пластов, представляют собой сложные физико-химические системы, которые несовместимы с буровыми растворами, предшествующими их применению. Взаимодействие компонентов тампонажного раствора с остатками бурового в трещинах, порах пласта, как правило, приводит к увеличению закупоривающего эффекта и усложнению задачи восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

Отечественная и зарубежная практика показала, что основные способы, направленные на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн для свойств продуктивных объектов, следующие: снижение репрессии на пласт, уменьшение фильтратоотдачи тампонажного раствора и достижение наибольшего физико-химического соответствия между фильтратом тампонажного раствора и компонентами коллектора, составом пород пласта и пластовых флюидов.

Практически этого можно достичь в результате осуществления следующих мероприятий:

ограничение высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижение плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрацией;

уменьшение фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на углеводородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

крепление продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставление необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

При наличии зон АНПД в разрезах с целью обеспечить поднятие цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты.

Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок лежащего выше столба вследствие «зависания», обеспечивают поддержание внутрипорового давления на уровне 90 % условно-гидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными свойствами.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую дисперсию (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который готовят из портландцемента, затворенного водой. В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества, например неолон АФ9-12, превоцелл марок NG-10, NG-12, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирают исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирают из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечи-

вающей подъем его до проектной глубины без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию проводят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности с эжектором-аэратором. Перед блоком или к блоку манифольдов подсоединят гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергатор-смеситель. Пенообразователь подают цементировочным агрегатом через гидроактиватор в блок манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость (отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора), которая должна быть равна 1 (100 %); растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более $0,2 \text{ г/см}^3$; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин — поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной жидкости — предотвращать смешение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения стабильной буферной жидкости составляет 20—35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет помимо выполнения разделительной функции достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса ее части из зоны цементирования. Используют буферную жидкость объемом от 3 до 6 м^3 .

Физические особенности добываемого газа (низкая вязкость, малая плотность) обуславливают повышенную вероятность каналаобразования в затрубном пространстве в период ожидания затвердения цементного раствора (ОЗЦ).

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и другими факторами, поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы разные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная по-

тайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается горизонтальным участком ствола скважины, и если геомеханическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае при наличии трещин, пересекающих несколько пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов, в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка, при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом скважины. Такое требование обусловлено тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным (более длительным по времени).

Спуск сплошной (или потайной) колонны при современных технико-технологических возможностях сложен. Но важнейшим вопросом является ее цементирование, поэтому наибольшее внимание должно быть уделено специальным (по всей вероятности, жестким) центраторам.

Цементирование обсадной колонны (лайнера) должно обеспечить равномерное вытеснение бурового раствора цементным из заколонного пространства. В зарубежной практике удовлетворительное цементирование колонны достигается применением стабилизаторов и жестких центраторов, в отечественной — жестких центраторов.

Если основные технологические параметры процесса цементирования следует уточнять по мере накопления опыта применительно к различным площадям и геолого-физическим условиям, то тампонажные растворы подбирают конкретно к каждой скважине по известным методикам. Но общими и обязательными для всех условий должны быть седиментационная устойчивость, нулевая водоотдача. Применительно к цементированию горизонтальных стволов скважин необходимо радикально изменить требования к цементному раствору. После цементирования в горизонтальном дренажном канале не должна скапливаться вода; объем тампонажного раствора не должен уменьшаться (при переходе раствора в гелеобразное состояние); тампонажный раствор должен быть равноплотным по диаметру; скоплений бурового раствора в горизонтальном стволе не должно быть во избежание его обезвоживания и образования каналов при контакте с твердеющим цементным раствором — камнем.

Однако при проведении горизонтального канала в однородном пласте жесткие требования к тампонажному раствору и технологии цементирования могут быть распространены на краевые участки; в случае фациально-неоднородного пласта, наличии трещинообразований, перемежаемости требования должны выдерживаться по всем правилам технических условий.

Необходимо применять буферные разделительные жидкости между вытесняемым буровым и вытесняющим тампонажными растворами. Объем буферной жидкости и ее характеристика должны быть такими, чтобы обеспечить вытеснение бурового раствора. Если ее применение чем-либо ограничено, то следует увеличивать объем тампонажного раствора (для тех же целей).

Важнейший этап работы — контроль качества цементировочных работ; приборы, спускаемые в скважину, необходимо центрировать (используют специальные прокладки под приборы в обсадной колонне, но их установка не должна помешать сигналу датчика).

Перфорацию обсадной колонны и цементного кольца следует проводить с использованием специальных жидкостей и перфораторов, спускаемых на НКТ.

В зарубежной практике (с 2000 г. в США 40 % нефти и газа планируется добывать с помощью горизонтальных скважин) обычно заканчивают скважины традиционным способом с использованием жидкостей глушения, которые нередко ухудшают коллекторские свойства пласта в пристволенной зоне. Применяют также сбалансированное бурение. Основная цель таких операций — защита продуктивных пластов от загрязнения скважин скважинными жидкостями во время бурения и заканчивания. Вторичная цель — предупреждение чрезмерных потерь таких жидкостей в пласт. Эта технология предполагает ряд специальных мер, которые будут рассмотрены далее.

В США большое внимание уделяют сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Буровые растворы специально готовят для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

С учетом этого специальные буровые растворы подразделяют на две большие группы.

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия их свойств требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие доведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу; компоненты таких жидкостей растворимы в нефти, кислоте, воде либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть устранено). Сюда можно отнести рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Углеводородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин, они обеспечивают их максимальную естествен-

ную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсионной среды используется нефть и которые в качестве дисперсной фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа: собственно растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводят модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к начальной скорости фильтрации.

В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используют материалы с коллоидными системами (окисленный на воздухе битум).

Широкие возможности для применения в области заканчивания скважин имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовят на основе нефти, а ее стабилизация достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Их применяют при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводят кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением широко используют пены.

Методы вскрытия продуктивных отложений для эффективного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований:

формировать в проницаемых стенках ствола гидроизолирующий слой, фильтрационные и прочностные характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

обеспечивать долговременную изоляцию непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплению;

создавать условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

На основании изложенного можно обосновывать следующие показатели для сравнительной оценки качества вскрытия продуктивных отложений:

1) коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

2) градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

3) максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

4) сравнительные геолого-физические характеристики и параметры пластов продуктивных отложений (толщина пластов и гидроизолирующих перемычек, пластовые давления и температура, удельный дебит, коэффи-

циенты продуктивности и гидропроводности, ПЗП, скин-фактор, обводненность продукции);

5) показатели качества разобщения продуктивных горизонтов в заколонном пространстве от водоносных пластов (однородность цементного камня по плотности и сплошность по высоте, отсутствие или наличие заколонных перетоков, притока чуждых пластовых флюидов к фильтру скважины).

Указанные показатели обеспечивают получение корректных сравнительных оценок качества вскрытия продуктивных отложений на основе сопоставимости геолого-технических условий заканчивания, освоения и эксплуатации скважин и учета влияния технологических факторов на коллекторские свойства призабойной и удаленной зон нефтегазовых пластов.

10.4. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

МЕТОДЫ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза проводят специальные исследования, объем и методы которых зависят от целевого назначения скважины. Эти исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазоносности отдельных интервалов и предварительную оценку их промышленной значимости, получение достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождений, определение эксплуатационных характеристик пласта.

Для оценки продуктивности разреза применяют косвенные и прямые методы. *Косвенные* методы позволяют получить характеристики, косвенным образом указывающие на присутствие нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относят оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. *Прямые* методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т.д.). Прямые методы требуют вызова притока нефти или газа из пласта.

Наиболее полную информацию об исследуемых нефтегазовых объектах можно получить при использовании прямых методов, т.е. основанных на вызове притока из пласта. В задачу исследования прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств, установления соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого скважиной.

В группе прямых методов выделяют стационарные и экспресс-методы. *Стационарные* методы предполагают, что исследование проводят на уста-

новившемся режиме фильтрации. Например, метод пробной эксплуатации предусматривает наблюдения в течение длительного времени (до 1 мес и более), при использовании метода установившихся отборов наблюдение и измерения проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока, позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины.

Исследования по *экспресс-методу* требуют значительно меньше времени. В его основе лежит контроль за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщаемом с продуктивным пластом после вызова притока из него.

Иногда для малодебитных скважин применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению предварительно сниженного уровня жидкости в скважине.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование.

Задача опробования — вызвать приток флюида из пласта, отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит скважины. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи.

Практикуют два метода испытания скважин: «снизу вверх» и «сверху вниз».

При использовании метода «*снизу вверх*» скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной и цементной оболочкой за ней. Испытания начинают с нижнего объекта, для чего обсадную колонну против этого пласта перфорируют, осуществляют вызов притока, отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения. После завершения испытания нижнего объекта устанавливают цементный мост или резиновый тампон выше перфорированного участка, рассчитанный на перепад давления до 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну напротив выше расположенного объекта, испытывают его и переходят к следующему объекту, перемещаясь вверх. Отсюда и название метода «*снизу вверх*».

Этот метод продолжают применять в настоящее время, хотя он имеет существенные недостатки: загрязняются в открытом стволе пройденные при добурировании скважины пласты; возможны искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимо спускать и цементировать обсадную колонну для разобщения опробуемых объектов.

Для устранения отмеченных недостатков созданы специальные измерительные инструменты, которые позволяют опробовать и испытать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после вскрытия. С созданием таких инструментов появился новый способ, получивший название метода «*сверху вниз*».

Для его реализации используют различные глубинные инструменты, которые по конструктивному исполнению, особенностям применения и назначению можно условно разделить на три типа: 1) пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне труб; 2) аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия бурением намеченного объекта; 3) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом пласте получают с по-

мощью пластоиспытателя на колонне труб. Аппараты второго и третьего типов позволяют выполнить лишь опробование пласта, поэтому их обычно называют *опробователями*.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое при промывке скважины не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис. 10.1, этап I).

После спуска опробователя в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора; происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола (рис. 10.1, этап II). С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в опробователе и давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину (рис. 10.1, этап III) и попадает в опробователь. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают, в результате чего закрывается клапан в опробователе и пакер постепенно возвращается в исходное положение. Оп-

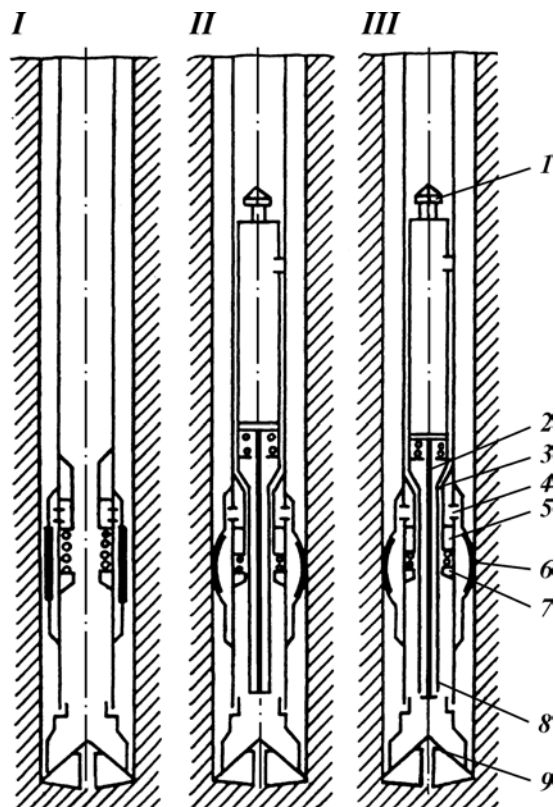


Рис. 10.1. Этапы (I–III) работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:

1 — шлицовая головка; 2 — грунтоноса; 3 — седло запорного устройства; 4 — впускное окно; 5 — отсекатель; 6 — пакерующее устройство; 7 — нижнее седло опробователя; 8 — впускной клапан; 9 — долото

робователь захватывают овершотом и поднимают с помощью каната на поверхность. Иногда его извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

Опробователь, спускаемый на каротажном кабеле, применяют тогда, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для оценки изменения проницаемости пласта по мощности, для определения положения границы пластовой воды и нефти и т.п.

После подъема бурильной колонны опробователь спускают в скважину на заданную глубину (рис. 10.2, этап I). С поверхности по кабелю электрическим импульсом подают команду на выдвижение упорного башмака. Он прижимает к ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (рис. 10.2,

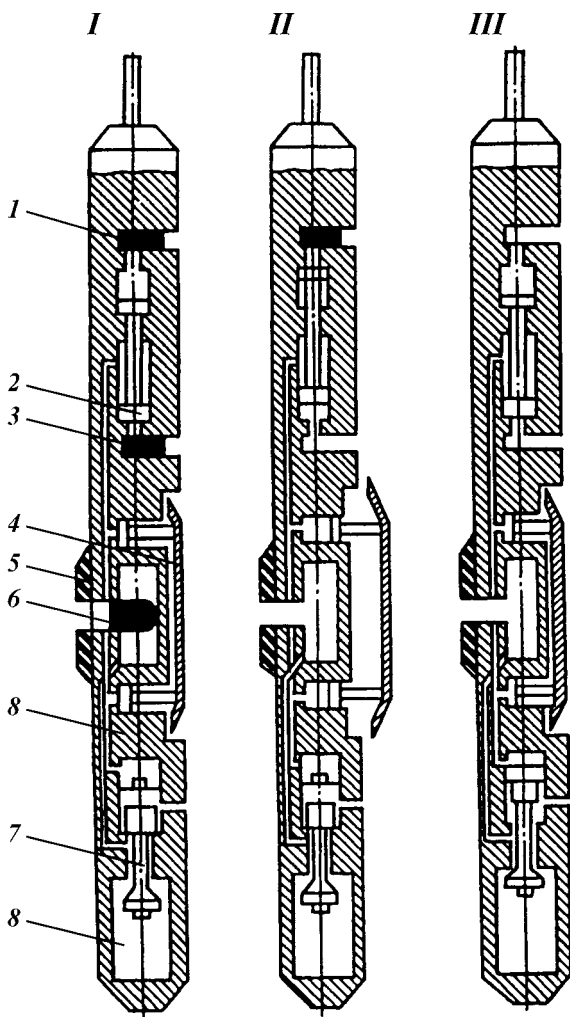


Рис. 10.2. Этапы (I-III) работы опробователя на кабеле:

1 — верхний заряд и заглушка; 2 — дифференциальный возвратный поршень; 3 — нижний заряд и заглушка; 4 — прижимная лапа; 5 — герметизирующая накладка; 6 — кумулятивный заряд; 7 — впускной клапан; 8 — баллон

этап II). Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Гидравлическая система опробователя в конце исследования закрывает входной клапан емкости. В результате отобранная проба запирается, избыточное давление под прижимной лапой снижается, и под действием пружины она возвращается в транспортное положение (рис. 10.2, этап III).

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Из экспресс-методов, применяемых при исследованиях в скважине, наиболее распространен способ с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб.

Его применяют для испытания объектов сразу после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку незагрязненного буровым раствором пласта.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при испытании пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Современный пластоиспытатель включает инструменты, аппараты и приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при испытании пласта и проведении измерений. Такой испытатель называют комплектом испытательных инструментов (КИИ). Применяющиеся в настоящее время комплекты пластоиспытателей разработаны совместно Грозненским и Уфимским нефтяными научно-исследовательскими институтами и носят название КИИ – ГрозУфНИИ. Имеется несколько типоразмеров пластоиспытателей, которые охватывают весь диапазон диаметров скважин от 76 до 295,3 мм (табл. 10.4).

В состав пластоиспытателя входят следующие основные узлы (рис. 10.3): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан (ЗПК), гидравлический испыта-

Таблица 10.4

Техническая характеристика комплектов испытательных инструментов

Показатель	Тип пластоиспытателя		
	КИИ-65	КИИ-95	КИИ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	65	95	146
Диапазон диаметров скважин, мм	76 – 109	109 – 150	190 – 295
Общая длина комплекта, м	20,0	21,6	17,8
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200
Допустимая нагрузка, кН:			
сжатия	150	300	600
растяжения	100	250	400
Допустимое внешнее давление, МПа	80	80	70
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта с резиной:			
обычной	130	130	130
термостойкой	200	200	200

Рис. 10.3. Схема пластоиспытателя:

1 — бурильные трубы; 2 — циркуляционный клапан; 3 — глубинные манометры; 4 — запорный поворотный клапан; 5 — гидравлический испытатель пластов; 6 — ясс; 7 — безопасный переводник; 8 — пакер; 9 — фильтр; 10 — хвостовик; 11 — опорный башмак (пята)

тель пластов (ИПГ), ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр-хвостовик, опорный башмак.

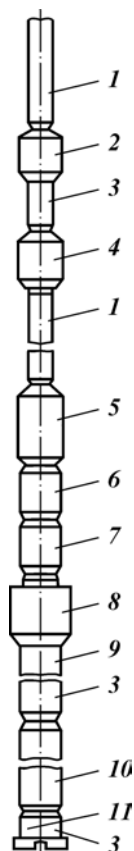
Гидравлический испытатель пластов — главное звено пластоиспытателя — оснащен уравнительным и приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске и подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60–120 кН). По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается. Запорный поворотный клапан закрывается путем вращения бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия регистрируется процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан, установленный над запорным поворотным клапаном, служит для возобновления циркуляции бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы давление внутри бурильной колонны на 7–10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входят также несколько глубинных манометров, которые помещают в приборном патрубке и устанавливают в других местах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать достоверность полученной информации об изменении давления и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах. Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсного типа. Поршневые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. Вместе с манометром иногда применяют регистрирующий термометр.

Пластоиспытателями управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изолирует интервал ствола скважины напротив исследуемого объекта от остальной его части, вызывает приток пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбирает пробы пластового флюида для исследования, регистрирует восстановление давления в подпакерной зоне.

Изменения давления регистрируются автоматически в течение всего



периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ – ГрозУфНИИ работает следующим образом.

Под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб пакерующее устройство изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис. 10.4, этап I).

По истечении определенного времени срабатывает гидравлическое реле, и закрывается уравнильный клапан (рис. 10.4, этап II), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 10.4, этап III), через который подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, частично заполненных жидкостью. Давление под пакером резко уменьшается до значения гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый пласт действует депрессия, приводящая к притоку пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну, и даже пластового флюида. Вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают кривую восстановления давления. На конечном этапе дают натяжение инструмента, под воздействием которого закрывается приемный клапан ИПГ, и некоторое время спустя открывается уравнильный клапан, восстанавливающий гидравлическую связь подпакерной зоны с надпакерной. Давление в этих зонах выравнивается, и под влиянием натяжения пакер восстанавливает свою форму. В некоторых случаях для его

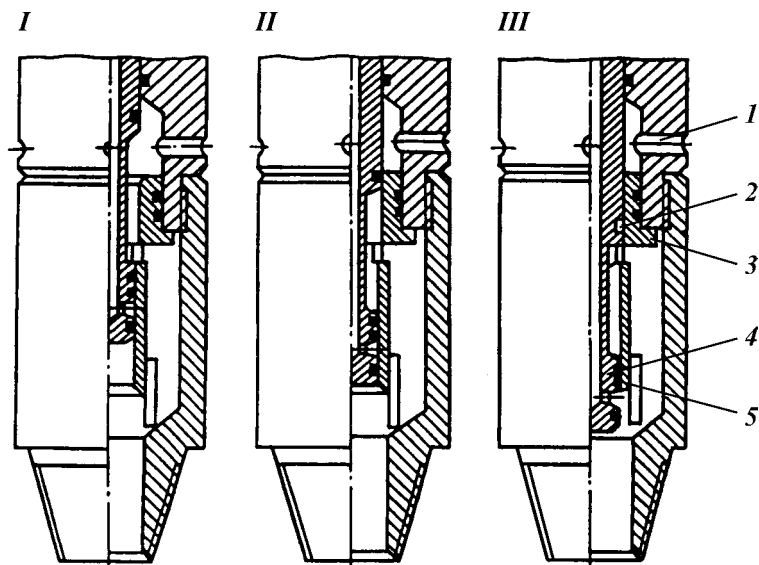


Рис. 10.4. Этапы (I–III) работы клапанов ИПГ:

1 – уравнильные каналы; 2 – уплотнитель уравнильного клапана; 3, 5 – гильзы соответственно уравнильного и приемного клапанов; 4 – приемный клапан

освобождения приходится использовать ясс. В случае прихвата пакера или компоновки фильтра пластоиспытатель развинчивают по безопасному переводнику.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

Пластоиспытатели КИИ — ГрозУфНИИ имеют недостатки: они одноциклового действия, и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; некоторые узлы недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не более 40 МПа.

Для повышения достоверности испытания целесообразно проведение повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ (табл. 10.5).

Многоцикловой гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевКавНИПИнефти (рис. 10.5).

Благодаря действию на запорную гильзу избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении, появляется возможность многократного открытия и закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в результате чего создается депрессия на пласт и происходит вызов притока (нижнее положение штока). При подъеме штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости в бурильную колонну прекращается, и давление в подпакерной зоне восстанавливается. Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана, над ИПМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет «выбран» свободный ход в раздвижном механизме.

Многоцикловой испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликсного типа МГИ-1, яссом закрытого типа,

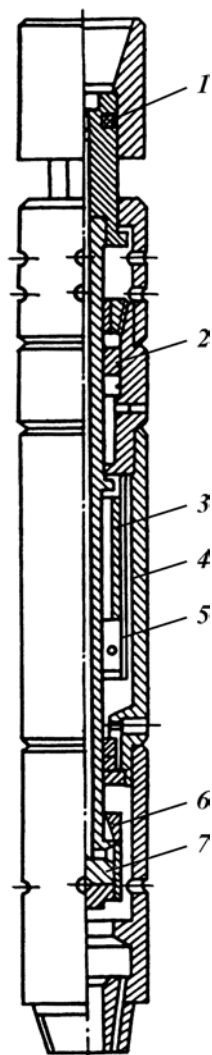


Рис. 10.5. Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2:

1 — сменный штуцер; 2 — подвижное уплотнение; 3 — тормозной поршень; 4 — калибровочный канал; 5, 6 — промежуточная и запорная гильзы; 7 — приемный клапан

Техническая характеристика пластоиспытателей серии МИГ

Показатель	Тип пластоиспытателя	
	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	127	146
Диапазон диаметров скважин, мм	195 – 243	190 – 295
Общая длина комплекта, м	27,2	27,4
Общая масса комплекта, кг	5 680	5 440
Допустимая нагрузка, кН:		
сжатия	1 250	1 500
растяжения	600	700
Допустимое внешнее давление, МПа	100	—
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта с резиной:		
обычной	130	130
термостойкой	200	200

для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, а также безопасным переводником.

Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. В конструкции пластоиспытателя МИГ остаются еще некоторые недостатки. Так, отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) довольно сложные, многие узлы после каждого спуска в скважину необходимо подвергать разборке и обязательной ревизии.

11

КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН. ФИЛЬТРЫ

ГЛАВА

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от правильного выбора конструкции, которая обеспечивает разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения.

Практика проводки скважин в сложных геологических условиях, научные разработки в области бурения и крепления позволили резко увеличить глубину скважин и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

- увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;

- применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;

- использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн;

- уменьшение конечного диаметра скважин и эксплуатационных колонн; обязательный учет условий вскрытия и разбуривания продуктивного объекта;

- крепление наклонно направленных и горизонтальных скважин.

11.1. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Обсадные колонны по назначению подразделяются следующим образом.

Направление — первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие особенности. Обычно направление спускают в заранее подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направление забивают в породу, как сваю.

Кондуктор — колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна (их может быть несколько) служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Эксплуатационная колонна — последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качества тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

геологические особенности залегания горных пород, их физико-

механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

назначение и цель бурения скважины;

предполагаемый метод заканчивания скважины;

способ бурения скважины;

уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;

уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывают как неизменный фактор.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. В связи с этим необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главнейших факторов.

Все технико-экономические факторы — субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенства всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях рациональна. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, *рациональной* можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ

Чтобы обеспечить лучшие условия бурения, наиболее эффективную технологию проводки и предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

- характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

- проницаемость пород и пластовые (поровые) давления;

- наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

- температуру горных пород по стволу;

- углы падения пород и частоту чередования их по твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их толщины, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложниться работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы одна от другой, если пластовые давления превышают давления гидроразрыва пород, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разность температур требует применения тампонажных цементах разных типов.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих равных условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп самопроизвольного набора кривизны.

Колебания значений зенитного и азимутального углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин вследствие их заклинивания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола вертикальной скважины были минимальными. Если проектная конструкция нарушается, то возникает опасность ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до проектной глубины.

НАЗНАЧЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Сочетание обсадных колонн разных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающий фактор — обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах поискового характера на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого числа спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и менее с последующим спуском 114-мм эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливает возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

- давление газа на устье близко по значению к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

- незначительная вязкость газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и заколонного пространства;

- интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений в незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность;

- возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

- длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с защитным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин:

- достаточная прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в заколонном пространстве;

- качественное разобшение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;

- достижение предусмотренных проектом режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортирования по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Предусмотренные проектом режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

МЕТОД ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относят пластовое давление; наличие пропластковых и подошвенных вод; прочность пород, слагающих пласт; тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, в отсутствие пропластковых и подошвенных вод и при достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или «обратным» цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при усло-

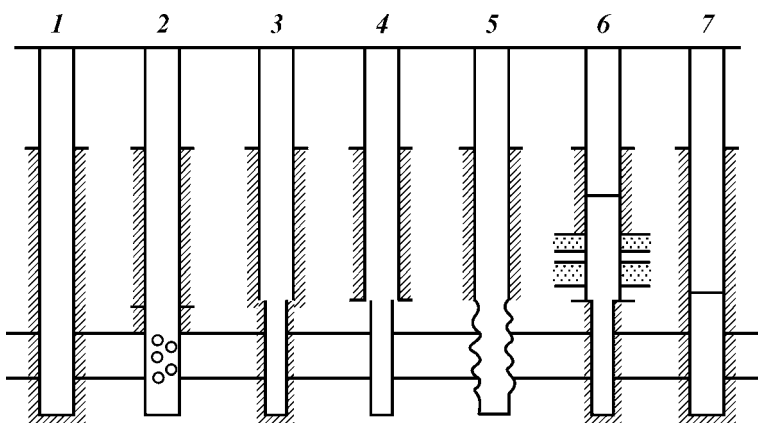


Рис. 11.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:

1, 2 — сплошная колонна, зацементированная соответственно через башмак и специальные отверстия под пластом; 3, 4 — зацементированная колонна с хвостовиком; 5 — колонна, спущенная до пласта (эксплуатационная с открытым забоем); 6, 7 — комбинированные колонны, спущенные секциями

вии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины можно эксплуатировать и без крепления обсадной колонной.

На рис. 11.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

СПОСОБ БУРЕНИЯ

В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом и забойными двигателями. Для обеспечения эффективной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметрами 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют ее возможную конструкцию.

Диаметр турбобура, мм	190	168
Конструкция скважины, мм	377×273×146(168)	351×245×146(168)

Наименьший диаметр работоспособного электробура составляет 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широкий диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного искривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

Проведенные исследования и промысловый опыт показывают, что на современном этапе развития технологии и техники бурения использованы почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной по пути увеличения выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Величина выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Степень изнашивания труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спуско-подъемных операций, выполненных в колонне, и временем вращения бурильного инструмента в ней.

При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурильного ин-

струмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонн не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с пониженной толщиной стенки.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн. Г.М. Эрлихом была предложена методика оценки износа обсадных колонн, получившая широкое распространение в практике проектирования конструкций скважин.

Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2 , а также износа i обсадных труб предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2ch}{l} \left(s + H_0 \frac{l}{h} - H_0 \right); \tag{11.1}$$

$$s = H_1 \left(\frac{H_2 - H_1}{c} \right) \left(\frac{c+1}{2} \right); \tag{11.2}$$

$$L_2 = \pi d n t \frac{h}{l_0}; \tag{11.3}$$

$$i = (L_1 + L_2)/41500, \tag{11.4}$$

где c — число рейсов; h — длина бурильного замка в свинченном виде; l — средняя длина одной трубы с замком; s — средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; H_0 — общая длина УБТ; H_1 — начальная глубина бурения; d — диаметр замка бурильной трубы, мм; n — средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до

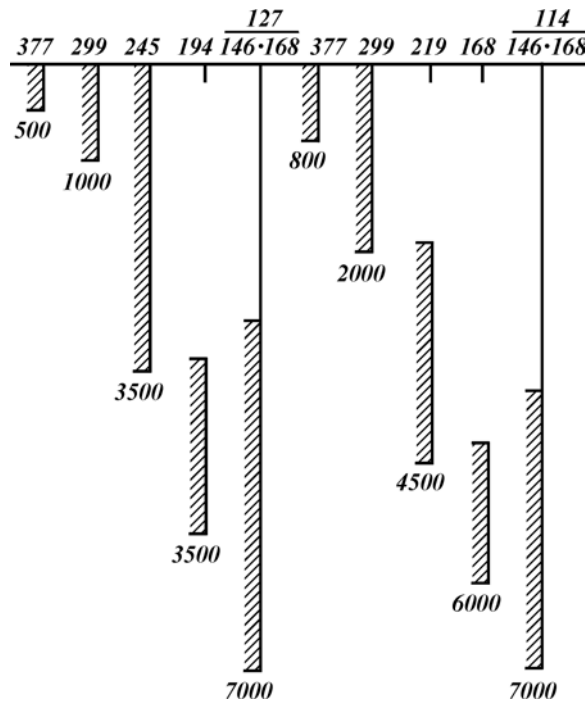


Рис. 11.2. Примеры конструкций скважин, принятых при расчете промежуточных обсадных колонн на механический износ

Расчетный износ труб промежуточных колонн

Диаметр, мм				Длина выхода из колонны, м	Число рейсов (спусков-подъемов) инструмента
обсадных труб	бурильной колонны	замков бурильных труб	УБТ		
299	141	172	254	2500	250
245	141	172	203	2000	200
219	114	140	178	1500	150
194	114	140	146	1500	150
168	114	140	146	1000	100

Примечания: 1. Толщина стенки обсадной трубы 10 мм. 2. Время одного рейса 5 ч.

H_2 , мин⁻¹; t — время бурения роторным способом, мин; l_0 — расстояние между замками бурильной трубы; 41500 — условное линейное перемещение бурильной колонны, м, необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций (рис. 11.2). Итоговые данные расчета (табл. 11.1) показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000–1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30–77 % от начальной толщины стенок, а для 299-мм и 245-мм колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь.

Со временем менялись как методы проектирования конструкции скважин на базе целенаправленных исследований и промыслового опыта, так и формирование самого понятия «конструкция скважины» (в последнее время все чаще «крепь скважины») с акцентированием на определяющие ее совершенство элементы и предъявляемые к ним требования.

Практика показала, что кроме диаметров долот и бурильных труб для углубления скважины необходимо учитывать значения допустимого минимального зазора между смежными обсадными колоннами, а также между колоннами и стенками скважины, в первую очередь по двум основным критериям. Первый из них диктуется обеспечением благоприятных условий для применения заколонной технологической оснастки и гидродинамики процесса цементирования, которые, в свою очередь, при прочих равных условиях являются определяющими для формирования герметичного цементного кольца и устойчивой к поперечным нагрузкам крепи скважины. Второй вытекает из условия проходимости обсадной колонны по стволу скважины заданного профиля. В последнем случае решение оптимизационной задачи предусматривает обратную связь, заключающуюся в корректировке профиля ствола скважины по интенсивности пространственного искривления и эффективного диаметра на отдельных участках.

Номенклатура и типоразмеры используемых в настоящее время бурильных труб, забойных двигателей, КНБК, породоразрушающих инструментов в сочетании с буровыми насосами, обеспечивающими реализацию

Таблица 11.1

Частота вращения ротора, мин ⁻¹	Суммарная длина перемещений инструмента, м		Износ труб, мм			Максимальная и минимальная остаточная толщина стенок обсадных труб, мм
	при бурении	при СПО	концентричный	эксцентричный	последующий при бурении ниже хвостовиков	
93	193 000	96 500	7	10	3–5	0
93	154 000	117 200	5	10	2–3	2–0
43	51 200	111 000	4	6	2–3	4–1
43	51 200	128 300	4	7	—	6–3
43	534 100	88 000	3	4	—	7–6

оптимальной гидравлической программы углубления и управление скважиной, носят соподчиненный характер по отношению к конструкции скважины.

Под элементом конструкции скважин, включающим сведения о цементировании обсадных колонн, долгое время подразумевали высоту подъема цементного раствора за колоннами. В настоящее время — это многофакторный и один из основных, определяющих элементов конструкции скважин, выходящий далеко за пределы задачи выбора высоты подъема цементного раствора, хотя сам по себе выбор интервалов цементирования и высоты подъема цементного раствора лежит в основе рассматриваемых элементов (показателей) конструкции скважины.

В ГОСТах и отраслевых стандартах газонефтяной отрасли до настоящего времени нет термина «конструкция скважины».

Обобщив взгляды специалистов, можно сформулировать понятие «конструкция скважины» следующим образом.

Конструкция скважины — это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоизмеримо малыми по сравнению с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения: изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

В газонефтяной отрасли нет также единого методического подхода к оценке качества проектирования и строительства скважин, в том числе их конструкции.

Такое положение приводит к разночтению отдельных понятий, недооценке факторов, являющихся определяющими совершенство крепи, приносит субъективизм во взаимоотношения между заказчиками строительства скважин, подрядчиками и контролирующими организациями. В то же время необходимость и возможность создания такого методического обеспечения очевидна.

ВЫБОР ДИАМЕТРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ВЫСОКОДЕБИТНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В литературе предложено несколько методов расчета рациональных диаметров газовых скважин, но точного решения этой задачи нет. Диаметр эксплуатационной колонны определяют исходя из условия максимального использования энергии пласта при минимальных капиталовложениях в разработку месторождения. Например, М.А. Цайгер считает, что показателем рациональности конструкции I может служить следующее выражение:

$$I = K_c \frac{\Delta p^2}{q}, \quad (11.5)$$

где K_c — капиталовложения в строительство одной эксплуатационной скважины данного диаметра; Δp — депрессия на пласт; q — дебит скважины.

Е.М. Нанивский под показателем рациональности конструкции понимает отношение затрат капиталовложений и пластовой энергии к добыче 1 тыс. м³ газа в сутки, т.е.

$$I = K_c \frac{p_{\text{пл}} - p_y}{q}, \quad (11.6)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление скважины; p_y — давление на устье.

Оптимальный диаметр эксплуатационной колонны Р.Е. Смит и М.У. Клегг определяют исходя из условия обеспечения максимального значения удельного дебита средней скважины.

Е.М. Нанивский рекомендует принимать диаметр эксплуатационных колонн газовых скважин для Уренгойского месторождения при дебитах от 6,5 до 1,0 млн м³/сут равным 299 мм, а для месторождения Медвежье при дебите скважин от 4,7 до 0,7 млн м³/сут — 273 мм. Расчеты Г.С. Грязнова подтверждают, что наиболее рациональные диаметры эксплуатационных колонн, способные пропустить поток газа с дебитом 5–8 млн м³, при оптимальном расходе пластовой энергии и наиболее высокой экономической эффективности равны 245–273 мм для месторождений типа Медвежьего и 245–324 мм для месторождений типа Уренгойского.

Исходя из криогенных и теплофизических условий указанных месторождений диаметр эксплуатационной колонны 219 мм является граничным. При меньшем диаметре возможно образование кристаллогидратных пробок, для предупреждения которых потребуется ввод в скважины ингибиторов.

Заслуживает внимания выбор диаметра эксплуатационной колонны на основании детальных подсчетов потерь давления в начальный период добычи и с учетом тех изменений в потерях, которые произойдут в процессе дальнейшей разработки залежи (Е.М. Минский и А.Л. Хейн).

Экономически оправдано заканчивание высокодебитных скважин эксплуатационными колоннами диаметром 219–324 мм. При увеличении диаметра колонн в 2,2 раза (от 146 до 324 мм) дебит возрастает в 8–8,5 раза, а стоимость строительства — лишь в 1,6 раза (Уренгойское месторождение).

МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины — основной этап ее проектирования. Он должен обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Вопросы разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин изучались как в нашей стране, так и за рубежом. В одних случаях за основную предпосылку принималось гидродинамическое совершенство конструкции в целях получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определение необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения на несколько зон в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под *несовместимостью условий бурения* понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Существует рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q , т.е. расхода Q , отнесенного к площади забоя:

$$q = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad (11.7)$$

где D — диаметр скважины.

Условие использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах — реализация на забое 2/3 общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощно-

Таблица 11.2

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		Типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 $5/8''$	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5В-7 $1/3''$	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8''	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5В-9''	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5В-9''	0,69

сти, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного 2/3, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб, приведенные в табл. 11.2, обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы обеспечивают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный КПД гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служит основой методики.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = p_1 / (\Delta p_2 - \Delta p_1), \quad (11.8)$$

где p_1 — ожидаемое давление на устье скважины; Δp_2 — минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора; Δp_1 — ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну.

Как следует из выражения (11.8), необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

Если в геологическом разрезе в интервале под очередную промежуточную колонну после кондуктора отсутствуют водогазонефтенасыщенные пласты с АВПД, значения p_1 принимают равным 0,1 МПа. В этом случае выражение, определяющее длину кондуктора H'_1 при проектировании конструкции скважин для нормальных условий, имеет вид

$$H'_1 = 0,1 / (\Delta p_2 - \Delta p_3), \quad (11.9)$$

где Δp_3 — максимальное значение градиента гидродинамического давления промывочной жидкости, применяемого при бурении под промежуточную колонну, МПа/м.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H''_1 в результате незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят по формуле

$$H_1'' = p_2/\Delta p_2, \quad (11.10)$$

где p_2 — давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны H_2 , которую рассчитывают с учетом максимального значения гидродинамического давления p_3 , возникающего при бурении под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны:

$$H_2 = p_3/\Delta p_4, \quad (11.11)$$

где Δp_4 — минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газонефтеводопроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{\text{пл}}/\alpha', \quad (11.12)$$

где $p_{\text{пл}}$ — максимально возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' — градиент давления разрыва пластов (принят равным 0,02 МПа/м).

В формуле (11.12) максимально возможное давление газа на искомой глубине H условно принято равным пластовому, причем разность между ними играет роль коэффициента безопасности.

Если для низкодебитных скважин с незначительным пластовым давлением такое приращение дает практически применимые результаты, то для высокодебитных скважин с большим $p_{\text{пл}}$ формула (11.12) приводит к значительной погрешности, так как не учитывает снижение давления в скважине по направлению от забоя к устью.

Эта задача рассмотрена М.А. Шамилевым. Предложено удовлетворительное решение для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением:

$$H = \frac{p_{\text{пл}}}{e^s \alpha - p_{\text{пл}}(e^s - 1)/L}, \quad (11.13)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $e = 2,7183$ — основание натурального логарифма; $S = 0,03415\beta L/(z_{\text{cp}}T_{\text{cp}})$; β — относительная плотность газа по воздуху; z_{cp} — средний коэффициент сжимаемости газа; T_{cp} — средняя абсолютная температура газа, К; α — градиент давления разрыва пластов, МПа/м; L — глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Газовые скважины характеризуются и другими особенностями, например большой мощностью продуктивного пласта. Хотя залежи с большим этажом газоносности встречаются сравнительно редко (месторождения Шебелинское и Газли в СНГ, Гронинген в Нидерландах и др.), для них характерен особый подход к выбору конструкции скважин.

Высота этажа газоносности на своде Шебелинской структуры составляет около 1100 м. Пластовое давление в кровле залежи на своде (глубина около 1300 м) до начала эксплуатации достигало 22,8 МПа, увеличиваясь примерно на 0,2 МПа на каждые 100 м глубины. При начальной эксплуатации месторождения наличие АВГД вызывало необходимость при вскрытии газовой залежи применять сложные многоколонные конструкции и утяжеленные буровые растворы плотностью до 1,9 г/см³. В этом случае крепление скважины промежуточной обсадной колонной должно предусматривать предупреждение гидроразрыва пород утяжеленной промывочной жидкостью, а также последующий возможный выброс и открытый газовый фонтан.

Минимально допустимая глубина установки башмака промежуточной обсадной колонны (по В.Д. Малеванскому)

$$H_2 = \frac{ap_1 - abH_1}{\rho_2 - ab}, \quad (11.14)$$

где a — коэффициент минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым; p_1 — пластовое давление в кровле газоносного интервала; b — градиент повышения пластового давления с увеличением глубины; H_1 — глубина кровли газоносного интервала; ρ_2 — максимально допустимая плотность бурового раствора (во избежание поглощения) при заканчивании скважины.

Таким образом, глубина спуска промежуточной колонны для перекрытия части газовой залежи в целях предотвращения поглощений и выбросов бурового раствора зависит от положения скважины на структуре (глубины кровли газоносной залежи), проектной глубины скважины и пластового давления.

По мере разработки залежи, падения пластового давления и приближения его к гидростатическому глубину установки башмаков промежуточных колонн нужно уменьшать, а конструкцию скважины упрощать.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных колонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин — совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина — эквивалент градиента давления (рис. 11.3).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости (г/см³), столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

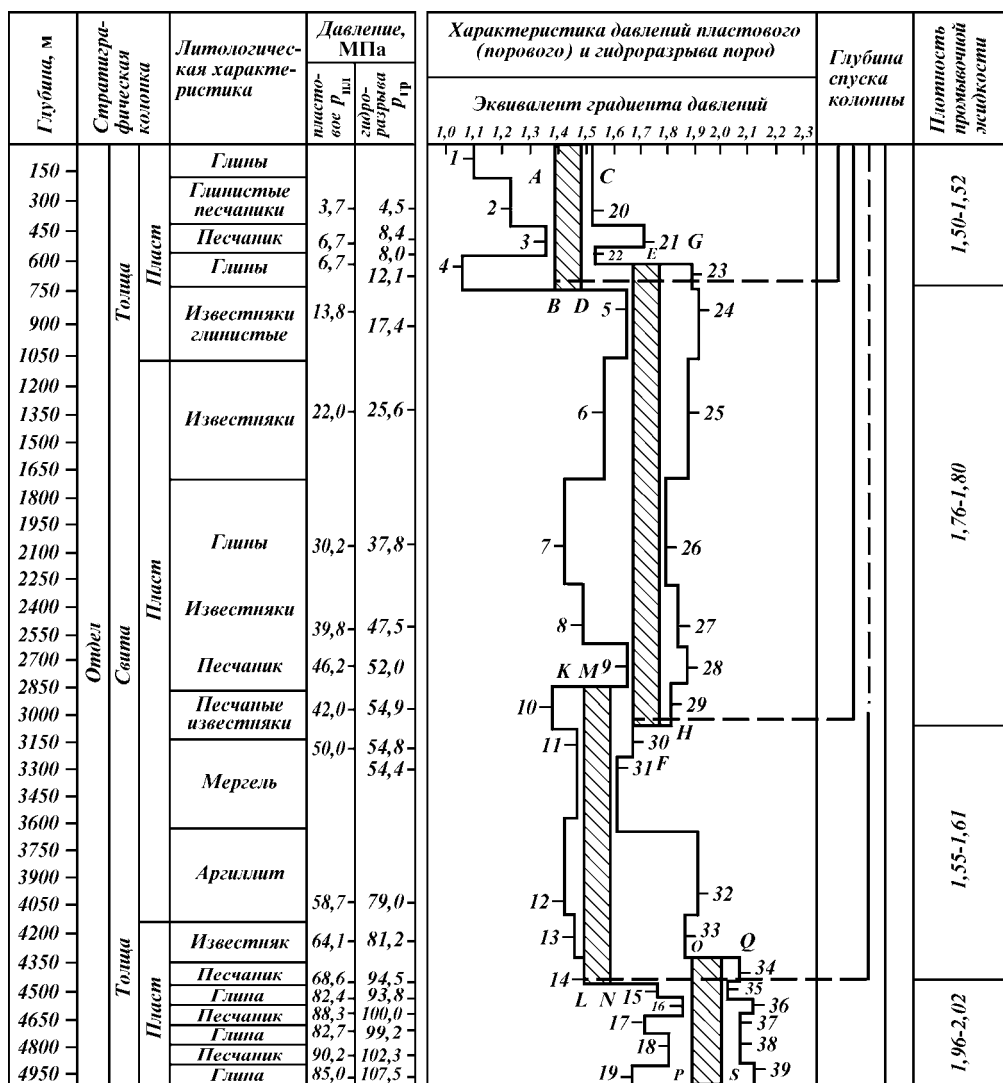


Рис. 11.3. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

В исключительных случаях, при полном отсутствии промысловых данных, допускается использовать эмпирическую зависимость

$$p_{гр} = 0,083H + 0,66p_{пл}, \quad (11.15)$$

где $p_{гр}$ — давление гидроразрыва пластов; H — глубина определения гидроразрыва; $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, числа обсадных колонн и глубин их спуска осуществляют в приведенной ниже последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график (см. рис. 11.3) наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (точки 1, 2, ..., 19 — пластовые давления; точки 20, 21, ..., 39 — давления гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии *AB*, *EF*, *KL* и *OP* через крайние точки эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — через крайние точки кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMN*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Число зон крепления соответствует числу обсадных колонн.

7. Глубину спуска обсадной колонны (установки башмака) принимают на 10—20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10—15 %, а для скважин глубиной более 1200 м — на 5—10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до $1,45 \text{ г/см}^3$ не допускаются больше чем на $0,02 \text{ г/см}^3$, а для значений выше $1,45 \text{ г/см}^3$ — не более чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора — требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины проводят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако, если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

11.2. КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Основным направлением работ при строительстве скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. В связи с этим важна разработка конструкций забоев скважин, позволяющих эксплуатировать их в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространена конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорируемой в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

В зарубежной практике эта простая конструкция усложняется использованием температурных компенсаторов, пакеров и др.

Однако, как показала практика, такая конструкция не может удовлетворять возросшим требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях многообразия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. К тому же традиционные методы обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом при пулевой и кумулятивной перфорации нарушают целостность цементного кольца за колонной часто на значительном расстоянии от интервала перфорации, что обуславливает некачественное разобщение продуктивных пластов. Поэтому необходимо использовать такие конструкции забоев, которые удовлетворяют требованиям эксплуатации скважин в конкретных геологических условиях.

ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин — это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта. Оно предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, выполнение ремонтно-изоляционных и геофизических работ, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющие факторы по выбору конструкции забоя и ее параметров — тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко

расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением, водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близко расположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; около кровли пласта имеются газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с разными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Для пояснения следует отметить, что *однородным* считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k (в мкм²) для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов: $>1,0$; $0,5-1,0$; $0,1-0,5$; $0,05-0,1$; $0,01-0,05$; $0,001-0,01$.

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с разными пластовыми давлениями, он считается *неоднородным*.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП — весьма сложный и не полностью регламентированный результат исследовательских работ.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах.

В зависимости от градиента пластовых давлений коллекторы можно подразделить на три группы: с $\text{grad } p_{\text{пл}}$, превышающим $0,1$, равным $0,1$ и меньшим $0,1$ МПа/10 м.

Пласт является *высокопроницаемым*, если значения коэффициента поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости соответственно более $0,1$ и $0,01$ мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается *близкорасположенным*. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта вследствие сложности разобщения пластов с разными давлениями.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты подразделяют по фракционному составу на *мелко-*, *средне-* и *крупнозернистые* с размером частиц соответственно $0,10-0,25$, $0,25-0,50$ и $0,50-1,0$ мм.

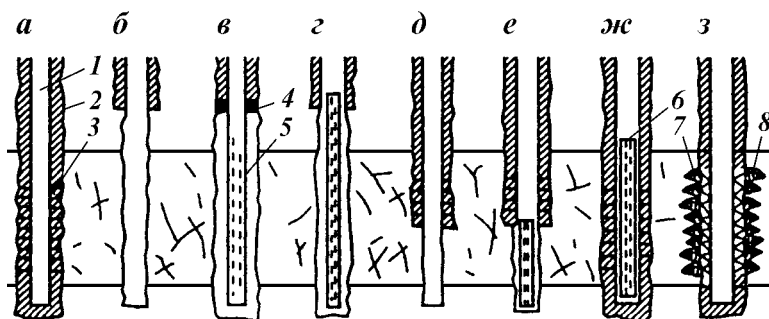


Рис. 11.4. Типы конструкций (а – з) забоев скважин:

1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие; 4 – пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 5 – перфорированный (на поверхности) фильтр; 6 – забойный фильтр; 7 – зона разрушения в слабосцементированном пласте; 8 – проницаемый тампонажный материал

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют конструкции следующих типов:

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 11.4, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. Продуктивный пласт (пласты) остается нецементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 11.4, б – з).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. Нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (рис. 11.4, д – е).

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. В этом случае напротив продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 11.4, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 11.4, з).

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Открытый забой. Низкая проницаемость прочных коллекторов – основание для выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Их устанавливают на перфорированном хвостовике, который не цементируется.

Использование конструкции открытого забоя скважины предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа: коллектор по своим геолого-физическим характеристикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

Конструкция открытого забоя предусматривает отдельный способ эксплуатации. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

Устойчивость породы в призабойной зоне скважины определяют для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H - p_{пл}) + (p_{пл} - p)]; \quad (11.16)$$

$$\xi = v(1 - v); \quad (11.17)$$

$$\rho = \sum_{i=1}^n \rho_i h_i / H, \quad (11.18)$$

где $\sigma_{сж}$ — предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяют экспериментально), МПа; ξ — коэффициент бокового распора горных пород; ρ — средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³; H — глубина залегания коллектора, м; $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа; p — давление столба жидкости на забое скважины, МПа; v — коэффициент Пуассона коллектора; n — число пластов; ρ_i — плотность горных пород i -го пласта, кг/м³; h_i — толщина i -го пласта, м.

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{сж} \geq 2\xi(\rho g H - p_{пл}). \quad (11.19)$$

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H - p_{пл}) + (p' - p_{пл})], \quad (11.20)$$

где p' — забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

Ниже приведены значения коэффициента Пуассона v для основных горных пород.

Глины пластичные	0,41
Глины плотные	0,30
Известняки	0,31
Песчаники	0,30
Песчаные и глинистые сланцы.....	0,25

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad } p_{пл} \geq 0,1$ МПа/10 м, а собственно коллектор имеет поровую проницаемость $k_{п} \geq 0,1$ мкм², применяют конструкцию открытого забоя, показанную на рис. 11.4, а.

Если коллектор имеет низкую поровую или трещинную проницаемость, т.е. $k_{п} < 0,01$ мкм², $k_{т} < 0,01$ мкм², а $\text{grad } p_{пл} \geq 0,1$ МПа/10 м, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя, представленную на рис. 11.4, б, а при неустойчивом — конструкцию, показанную на рис. 11.4, в.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad } p_{пл} \leq 0,1$ МПа/10 м) независимо от проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя на рис. 11.4, б, при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя на рис. 11.4, в.

При создании конструкции забоя, изображенной на рис. 11.4, б, до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную

колонну, а вскрытие объекта проводят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, пены и др. Перед вызовом притока в случае необходимости выполняют обработку призабойной зоны пласта (солянокислотная обработка, гидроразрыв пласта и т.д.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя, показанной на рис. 11.4, в, при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя, изображенной на рис. 11.4, г, идентична технологии при заканчивании скважины с конструкцией забоя на рис. 11.4, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае если кровля продуктивного объекта сложена из неустойчивых пород и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и других изготовителей. Их располагают в его неперфорированной части около кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушение стенок скважины и зашламление открытого ствола.

Забой смешанного типа. Конструкции забоя этого типа используют в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; при наличии близко расположенных напорных горизонтов или газовой шапки около кровли пласта, а также при низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $k_{\text{п}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$); если коллектор сложен из прочных пород, сохраняющих устойчивость при создании депрессии на пласт во время эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивных объектов.

Выбор конструкции забоя смешанного типа предусматривает соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (11.17) устойчивости пород призабойной зоны пласта. При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя на рис. 11.4, д, при неустойчивом — конструкцию на рис. 11.4, е.

Технологии создания конструкций забоев, изображенных на рис. 11.4, д, е, аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей мощности продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных около кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта. В отличие от конструкции забоя, показанной на рис. 11.4, а, в конструкции на рис. 11.4, е забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

Закрытый забой. Конструкции с таким забоем применяют для крепле-

ния неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с разными пластовыми давлениями, в случае если коллектор характеризуется высокими значениями поровой или трещинной проницаемости пород ($k_{п} > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{т} > 0,01 \text{ мкм}^2$), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

При выборе конструкции закрытого забоя (см. рис. 11.4, а) устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта общепринятым положениям.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя проводят в соответствии с действующими руководящими документами.

При заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанного на рис. 11.4, а, продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидропескоструйную перфорацию.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Эту конструкцию забоев применяют для предотвращения выноса песка в слабосцементированном коллекторе, представленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и характеризующемся разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивных объектов.

Допустимую депрессию на слабосцементированный пласт в конструкции забоя, показанной на рис. 11.4, ж, определяют по формуле

$$\Delta p \leq \frac{C \varepsilon r_c \text{th}(R_k / r_c)}{6\sqrt{k}}, \quad (11.21)$$

где C — сила сцепления горных пород, МПа; ε — коэффициент проточности поровых каналов,

$$\varepsilon = m_3 / m_{п}; \quad (11.22)$$

m_3 , $m_{п}$ — эффективная и полная пористость; th — гиперболический тангенс; R_k — радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния до ближайшей эксплуатационной скважины, м; r_c — радиус скважины, м; k — коэффициент проницаемости, мкм^2 .

Значение параметра C для слабосцементированных пород колеблется в пределах 0,2–1,4 МПа; среднее значение $C = 0,5 \div 1,0$ МПа.

Ширину щелей забойного фильтра выбирают по условию

$$a_1 = 3d_1 + d_2, \quad (11.23)$$

где d_1 , d_2 — соответственно размеры наиболее мелких и наиболее крупных зерен пластового песка, мм.

Применяют проницаемый полимерный тампонажный состав Контарен-2. Материал включает состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала при сжатии не ниже 6 МПа, а после вымывания из него соли 3,5–5,0 МПа; соответственно начальная проницаемость камня 0,12–0,20 мкм², после вымывания 1–5 мкм². Вымывание солевого наполнителя осуществляют при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–1,0 % из расчета 1–2 м³ на 1 м интервала перфорации. Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температурах до 200 °С.

Выбор конструкции забоя для предотвращения выноса песка предусматривает соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта; при этом определяют средний фракционный состав пластового песка.

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя, показанную на рис. 11.4, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя на рис. 11.4, з, которую можно использовать в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя, изображенная на рис. 11.4, ж, включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволоочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации. Предельно допустимую депрессию на пласт при эксплуатации скважины определяют согласно условию (11.21). Ширину щелей забойного фильтра устанавливают в соответствии с формулой (11.23).

Конструкция забоя на рис. 11.4, з отличается от предыдущей тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала Контарен-2. Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, отрабатывают скважину в течение 1–5 сут, проверяют приемистость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав Контарен-2. Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом Контарен-2 не должна превышать 3 МПа.

12

ГЛАВА

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

12.1. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

От степени очистки ствола скважины зависит качество разобращения пластов. Наличие в стволе зон, где скапливается буровой шлам, ведет к образованию в этих местах каналов, вдоль которых возможны в дальнейшем затрубные перетоки.

Перед спуском обсадной колонны ствол скважины необходимо про-

мывать высококачественным буровым раствором. Для обеспечения увеличения расхода жидкости проработку ствола скважины перед спуском колонны следует вести роторным способом.

В процессе подъема инструмента, а также при последующем спуске обсадной колонны происходит некоторое разрушение стенок скважины, особенно при наличии в открытом интервале слабоустойчивых пород. Большое количество шлама также может вытесняться пружинными центраторами из каверн. Наличие выступов на обсадной колонне в виде муфт при спуске создает возможность механического воздействия на стенки скважины в местах прижатия труб. При этом происходит срез глинистых корок, разрушение выступающих участков ствола при наличии каверн и скругление острых углов на желобах.

Наибольший интерес представляют участки перегибов ствола, где на колонну постоянно действуют прижимающие усилия. Если на этих участках имеются желоба, то по мере перемещения вниз обсадная колонна постепенно притирается к желобу и внедряется в него. При этом одна часть обломков породы попадает внутрь желоба и загрязняет его. Другая часть оказывается защемленной в зоне, где смешивается с буровым раствором и образует пасту повышенной вязкости.

В процессе спуска обсадной колонны не исключена возможность значительного засорения каверн и желобов осыпающейся породой. При эксцентричном расположении колонны в скважине и особенно при малых зазорах фактически невозможно добиться качественной очистки ствола от шлама и глинистой корки только лишь путем интенсификации промывки.

Общие рекомендации по промывке скважин.

1. Промывать скважины следует буровым раствором с минимально возможными в рассматриваемом районе вязкостью, динамическим и статическим напряжениями сдвига.

2. Повышение качества бурового раствора при подготовке ствола достигается грубой очисткой виброситами и тонкой — гидроциклонами и др. Это предотвращает образование в скважине толстых корок с включениями шлама и обеспечивает необходимое качество бурового раствора.

3. Для лучшей очистки ствола, особенно его кавернозных интервалов, промывку следует вести, установив в нижней части бурильной колонны долото с турбобуром очень малой мощности (удалив, например, из стандартного до 70 % ступеней), при низкой частоте вращения бурильных труб. Эффективность очистки в зоне долота зависит от кинетической энергии вращающегося потока.

4. В процессе промывки ствола рекомендуется периодическая, максимально возможная разгрузка инструмента на забой с последующим приподъемом. Это способствует дроблению крупных кусков горной породы в стволе скважины и облегчает их удаление.

5. Рекомендуемый режим промывки — турбулентный.

ПРОМЫВКА СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ СПУСКА И ПОСЛЕ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Промывка в процессе спуска и после спуска обсадной колонны обязательна, поскольку обеспечивает высокую степень очистки кольцевого зазора от обломков горной породы. Своевременное удаление этих обломков из ствола скважины значительно снижает возможность гидроразрывов

и поглощений в процессе спуска и цементирования, повышает качество изоляции затрубного пространства.

Число промежуточных промывок, их интенсивность и продолжительность определяются для каждого района индивидуально, в зависимости от геолого-технических условий. Продолжительность каждой промывки устанавливают исходя из условия полного выноса шлама на поверхность.

Выбор режима промывок при спуске хвостовиков аналогичен выбору режима при спуске обсадных колонн, а число промывок определяется их числом при спуске долота для подготовки интервала к установке хвостовиков, но не менее двух.

Первая промывка проводится для выравнивания параметров бурового раствора при достижении башмаком хвостовика башмака предыдущей колонны. Промежуточные промывки должны обеспечить полное удаление шлама из открытого интервала ствола в полость предыдущей колонны.

Продолжительность последней (после спуска хвостовика) промывки определяется необходимостью полного выноса шлама из скважины.

Время промывки после установки секций колонны в обсаженной скважине выбирают из необходимости обеспечения выравнивания параметров бурового раствора.

12.2. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ

СПОСОБЫ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от устья до забоя или отдельными секциями с разрывом во времени крепления ствола.

Способ спуска колонн и порядок спуска секций зависят от следующих геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

- назначения обсадной колонны;

- глубины спуска;

- конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;

- техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;

- давления высоконапорных горизонтов и градиента давления гидроразрыва пластов, перекрываемых колонной;

- гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможность углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны *в один прием* от устья до забоя скважин используют при следующих условиях:

для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и в которых не происходит осложнений в течение 3–4 сут при оставлении их без промывки (т.е. за время, необходимое для производства комп-

лекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны);

при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы;

при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;

при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

если призабойная зона не промывается в течение 1,5–2 сут и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);

если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом давления гидроразрыва;

когда во избежание протирания верхней части обсадной колонны в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней части;

если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим усилиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные мощной устойчивой толщей горных пород;

применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают исходя из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных про-

явлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих за-
колонных устройств.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую длину;

потайные колонны — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое число рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн — сменные.

Обсадные трубы к спуску в скважину готовят централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификаты и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключая сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин и других повреждений.

Кривизна трубы (стрела прогиба), измеряемая на середине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна концевых участков трубы, равных 1/3 длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м.

Конусность резьбы по наружному диаметру ниппельной части трубы и по внутреннему диаметру муфты следует проверять гладкими калибрами. Ширина пластинчатого щупа, применяемого для этой цели, должна быть не более 5 мм.

Допустимые отклонения (в мм) от номинальных размеров резьбы по конусности (отклонения от разности двух диаметров на длине резьбы 100 мм) не должны превышать следующих значений: для ниппеля +0,36, +0,22; для муфты +0,22, +0,36.

Резьбы муфт и труб, а также подготовленные под сварку концы труб должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному необходимо проверять с помощью жесткого цилиндрического шаблона.

Условный диаметр обсадной колонны d , мм	114 — 219	245 — 340	407 — 508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Наружный диаметр шаблона, мм	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Обсадные трубы, подлежащие спуску в скважину, должны быть под-

вергнуты (на трубной базе или непосредственно на буровой) гидравлическому испытанию на внутреннее давление в соответствии с требованиями действующих инструкций. Трубы, которые не выдержали испытаний, следует отбраковывать.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Под технологической оснасткой обсадных колонн подразумевают определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин. В связи с этим применение технологической оснастки при креплении скважин обязательно.

Изделия технологической оснастки одного наименования имеют несколько конструктивных модификаций, различающихся принципом действия.

Число типов и размеров оснастки в зависимости от условий применения и диаметров обсадных колонн образует более 250 типоразмеров.

Цементи́ровочные головки относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементи́ровочных агрегатов. В зависимости от конструктивного исполнения их применяют при цементировании различными способами.

В некоторых объединениях часто используют цементи́ровочные головки собственных конструкции и изготовления.

В настоящее время серийно выпускают головки типов ГЦК, ГУЦ по ТУ 39-1021 – 85 и ГЦУ по ТУ 39-921 – 84. Высота цементи́ровочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных штропах талевой системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Цементи́ровочные головки типа ГУЦ (рис. 12.1; табл. 12.1) поставляют с кранами высокого давления. При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки закладывают заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементи́ровочных головок типа ГЦК. Последние изготавливают размерами 377 и 426 мм на дав-

Таблица 12.1

Параметры цементи́ровочных головок типа ГУЦ

Шифр головки	Давление $P_{\text{раб}}$, МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Длина	Ширина	Высота	
ГУЦ 140-168×400	40,0	140 146 168	1148	1148	875	305
ГУЦ 178-194×320	32,0	178 194	1190	1190	935	325
ГУЦ 219-245×320	32,0	219 245	1225	1225	970	365
ГУЦ 273-299×250	25,0	273 299	1270	1270	1060	375
ГУЦ 324-340×100	10,0	324 340	1320	1320	1100	410

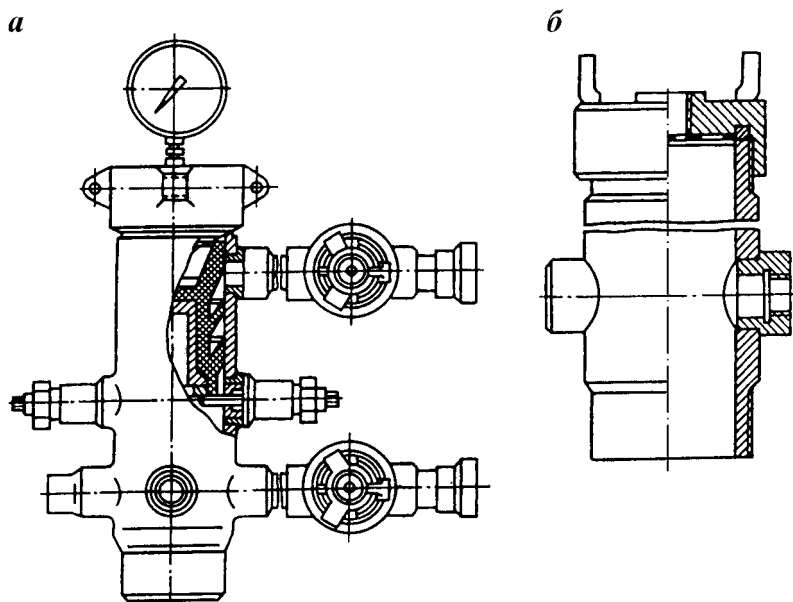


Рис. 12.1. Цементиоровочные головки типов ГУЦ (а) и ГЦК (б)

ление соответственно 6,4 и 5,0 МПа. При цементировании с применением цементиоровочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков цементиоровочную пробку, заворачивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементиоровочные головки типа ГУЦ (рис. 12.2; табл. 12.2) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, для зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин.

Таблица 12.2

Техническая характеристика головок типа ГУЦ

Показатель	Шифр головки					
	ГЦУ-140 – 146	ГЦУ-168	ГЦУ-245	ГЦУ-273	ГЦУ-324	ГЦУ-340
Условный диаметр, мм	140 – 146	168	245	273	324	340
Максимальное рабочее давление, МПа	40	40	32	25	10	10
Максимальная длина пробок, устанавливаемых в головку, мм	430	430	515	647	655	665
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	209	245	295	305
Высота головки, мм	865	870	1050	1145	1180	1190
Монтажная база напорных трубопроводов, мм	1100	1150	1205	1220	1285	1285
Масса, кг	188	237	337	353	462	446

Примечание. Число присоединительных боковых отводов для всех указанных типов равно трем.

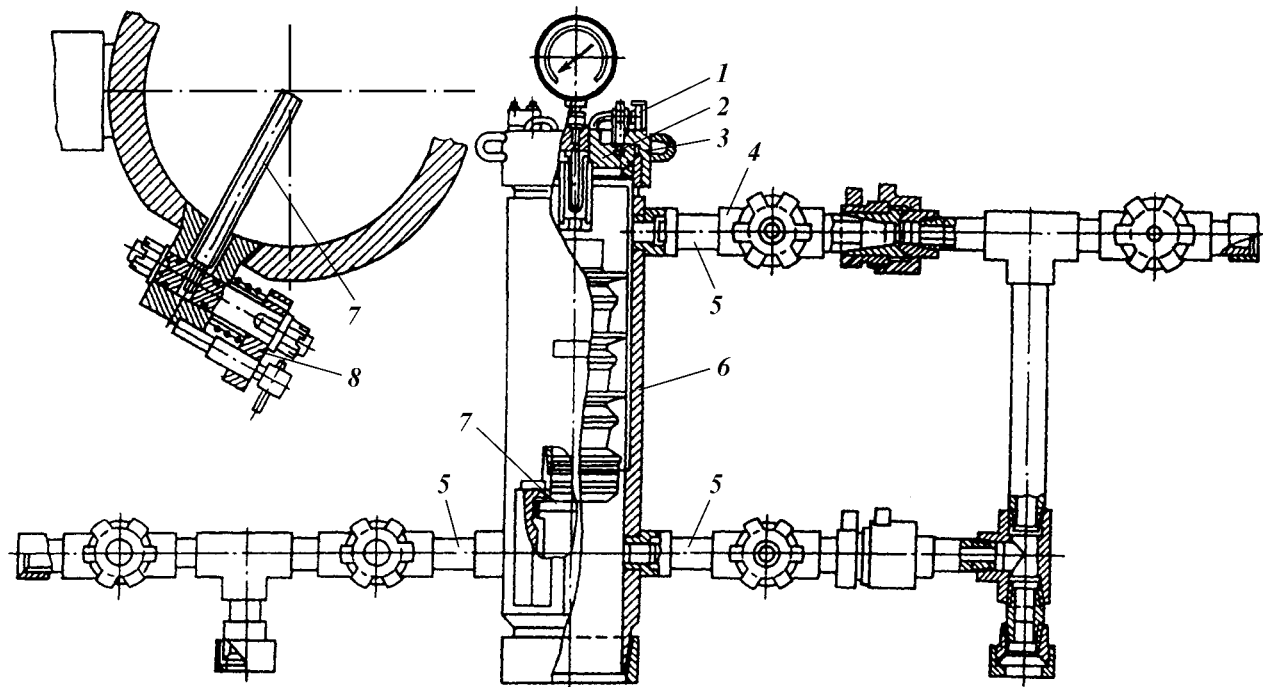


Рис. 12.2. Универсальная цементирующая головка типа ГЦУ:

1 — съемник; 2 — крышка; 3 — гайка; 4 — проходной кран; 5 — присоединительные линии; 6 — корпус; 7 — фиксатор пробки; 8 — указатель (сигнализатор) начала движения пробки

Универсальность этих головок заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны, подвешенные на буровом крюке, с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают остаточные давления над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины. Используют пробки нескольких типов, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис. 12.3) служат для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки. Без заглушки эту пробку можно использовать как секционную. Основные параметры этих пробок приведены в табл. 12.3.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис. 12.4) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями. В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри буровых труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор, пока не достигает нижней секции пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней части пробки, под действием возникающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо.

Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207—76 для обсадных колонн следующих диаметров, мм: 114—140, 146, 168, 178—194, 219—245, 273—299, 324—351, 377 и 407—426.

Пробки разделительные нижние типа ПЦН разработаны в б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВЦ. Их отличительной особенностью является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части кото-

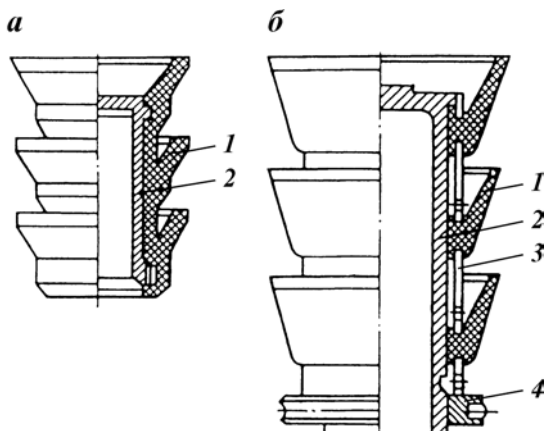


Рис. 12.3. Пробки продавочные верхние типа ПП с пригуммированными (а) и наборными резиновыми (б) манжетами:

1 — резиновая манжета; 2 — алюминиевый корпус; 3 — дистанционная втулка; 4 — стяжная гайка

Таблица 12.3

Техническая характеристика пробок типа ПП

Показатель	Шифр пробки			
	ПП-114×146	ПП-146×168	ПП-178×194	ПП-219×245
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	114 – 146	146 – 168	178 – 194	219 – 245
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	130	154	180	230
минимальный	96	124	154	195
Максимально допустимый перепад давления, МПа	6,0	6,0	6,0	6,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	136	158	185	236
высота	227	205	225	320
Масса, кг	3,8	5,2	6,6	13,2

Продолжение табл. 12.3

Показатель	Шифр пробки			
	ПП-273×299	ПП-324×351	ПП-377	ПП-407×426
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	273 – 299	324 – 351	377	407 – 426
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	282	331	359	406
минимальный	249	301	353	382
Максимально допустимый перепад давления, МПа	4,5	4,5	3,0	3,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	285	335	364	410
высота	365	415	560	620
Масса, кг	16,8	25	59	7,5

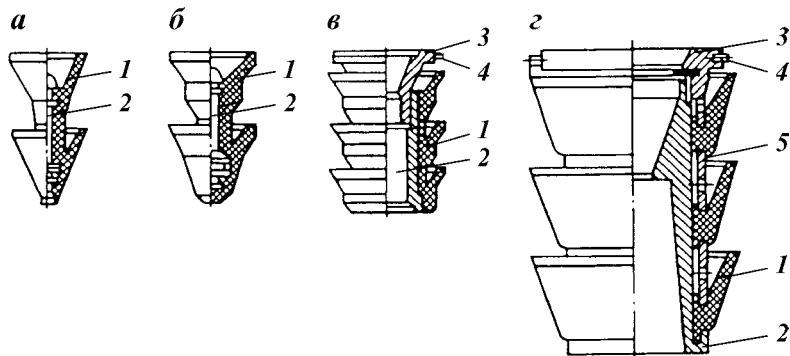


Рис. 12.4. Пробки разделительные двухсекционные типа СП:

а, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; *в, г* – нижняя секция пробок для обсадных труб; 1 – резиновая манжета; 2 – корпус; 3 – седло; 4 – срезные калибровочные штифты; 5 – дистанционная втулка

рого размещена мембрана из жести, закрепленная гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементировочной головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Комплект разделительных пробок типа КРП (рис. 12.5), разработанный в б. ВНИИКРнефти, применяют для разделения буферной жидкости, тампонажного и бурового растворов и облегчения герметичной посадки на упругое кольцо клапана типа ЦКОД при цементировании. Комплект состоит из двух частей: нижней пробки (I), устанавливаемой в обсадную колонну, и верхней пробки (II), устанавливаемой в цементировочную головку. Каждая пробка содержит полый, легко разбуриваемый корпус 1, наконечники из алюминиевого сплава 4 и резиновые манжеты 2, 3. Нижняя пробка имеет разрушаемую диафрагму 5. Нижние манжеты 3 пробок имеют канавки с заостренными кромками и служат для очистки стенок обсадной колонны от остатков вытесняемой жидкости. Манжеты 2 снабжены по периферии треугольными вырезами и, кроме разделения жидкостей, служат также для цементирования пробки по оси обсадной колонны.

При остановке нижней пробки на упорном кольце под действием избыточного давления ее диафрагма разрывается на отдельные лепестки, открывая таким образом канал для прохождения тампонажного раствора. Верхняя пробка при посадке на нижнюю, благодаря наличию уплотняющего элемента, позволяет обеспечить герметичность соединения.

Основные показатели пробок приведены в табл. 12.4. Для указанных типов перепад давления, выдерживаемого верхней пробкой и комплектом на упорном кольце, равен 10 МПа; давление срабатывания диафрагмы при посадке на упорное кольцо составляет 1,2 МПа. Рабочая температура для этих пробок — не более 130 °С.

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис. 12.6) служат для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для

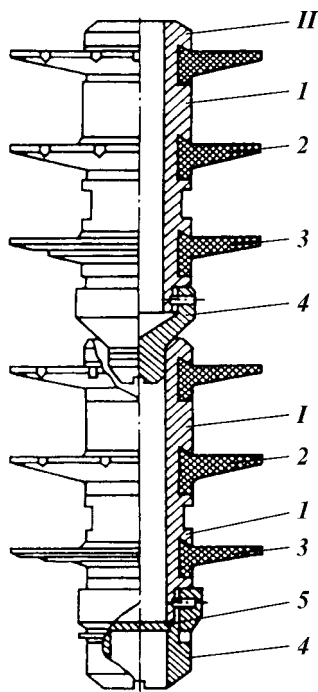


Рис. 12.5. Комплект разделительных пробок типа КРП

Техническая характеристика пробок типа КРП

Показатель	Шифр пробки		
	КРП-140—146	КРП-168	КРП-178
Условный диаметр, мм	140—146	168	178
Диаметр манжет пробок, мм	143	164	174
Длина пробки*, мм, не более	315/335	350/360	350/360
Масса комплекта, кг, не более	4,55	6,0	6,13
Наименьший допустимый диаметр сужения в обсадной колонне, мм, не менее	88	106	111

* В числителе приведена длина нижней пробки, в знаменателе — верхней.

упора разделительной цементировочной пробки. Шифр ЦКОД обозначает: Ц — цементировочный, К — клапан, О — обратный, Д — дроссельный. Добавление в шифре буквы «М» означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 (табл. 12.5) изготавливают по ТУ 39-01-08-281—77 для обсадных колонн диаметрами 114—194 мм, а ЦКОД-2 (табл. 12.6) по ТУ 39-01-08-282—77 для обсадных колонн диаметрами 219—426 мм.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливаются в башмаке колонны либо на 10—20 м выше него.

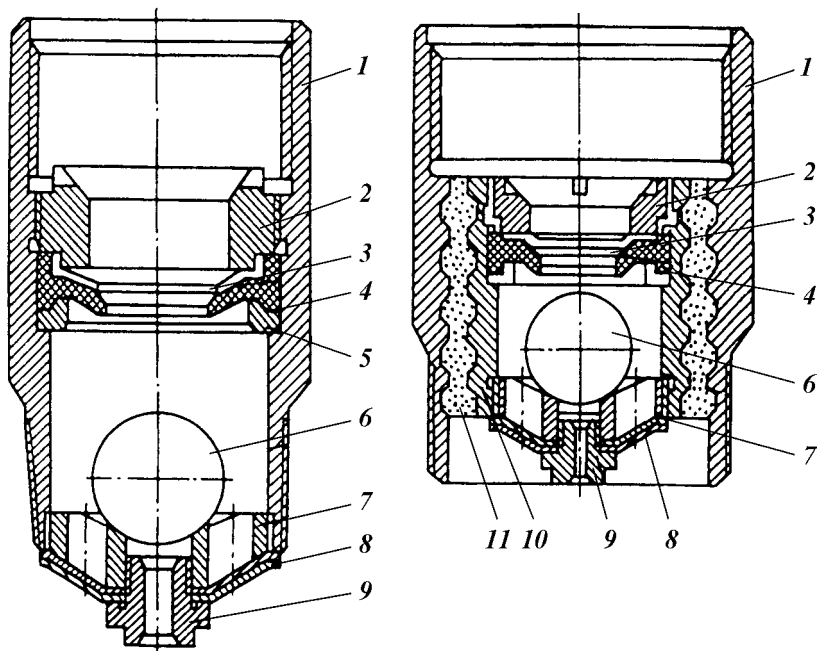


Рис. 12.6. Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД (б):

1 — корпус; 2 — нажимная гайка; 3 — набор резиновых шайб; 4 — резиновая диафрагма; 5 — опорное кольцо; 6 — шар; 7 — ограничительное кольцо; 8 — резиноканевая мембрана; 9 — дроссель; 10 — чулунная втулка; 11 — бетонная или пластмассовая подвеска

Таблица 12.5

Техническая характеристика обратных клапанов ЦКОД-1

Показатель	Шифр клапана			
	ЦКОД-114-1; ЦКОД-114-1- ОТТМ; ЦКОД- 114-1-ОТТГ	ЦКОД-127-1; ЦКОД-127-1- ОТТМ; ЦКОД- 127-1-ОТТГ	ЦКОД-140-1; ЦКОД-140-1- ОТТМ; ЦКОД- 140-1-ОТТГ	ЦКОД-146-1; ЦКОД-146-1- ОТТМ; ЦКОД- 146-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	114	127	140	146
Диаметр шара, мм	45	45	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	10	4 – 14 (регулир.)	14	14
Наружный диаметр клапана, мм	133	146	159	166
Длина клапана, мм	288/355	330/365	344/370	344/370
Масса клапана, кг	11/12,3	14/14,9	16,7/17,8	19,4/20,9

Продолжение табл. 12.5

Показатель	Шифр клапана		
	ЦКОД-168-1; ЦКОД-168-1-ОТТМ; ЦКОД-168-1-ОТТГ	ЦКОД-178-1; ЦКОД- 178-1-ОТТМ; ЦКОД- 178-1-ОТТГ	ЦКОД-194-1; ЦКОД- 194-1-ОТТМ; ЦКОД- 194-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	168	178	194
Диаметр шара, мм	76	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14	20	20
Наружный диаметр клапана, мм	188	198	216
Длина клапана, мм	344/370	325/368	318/330
Масса клапана, кг	24,4/25,8	29,5/30,7	32/33,7

Примечания: 1. В знаменателе приведены значения для клапанов с резьбой ОТТГ.
2. Для всех типоразмеров максимальное рабочее давление 15 МПа, максимально допустимая температура 200 °С.

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение. При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последующее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементировочной пробки. В этом случае установки упорных колец не требуется.

В шифрах обратных клапанов встречается аббревиатура ОТТМ, что означает, что применена трапециевидная резьба, а ОТТГ – высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219 – 426 мм рассчитаны на использование при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребителя могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимально допустимую температуру

Таблица 12.6

Техническая характеристика обратных клапанов ЦКОД-2

Показатель	Шифр клапана				
	ЦКОД-219-2; ЦКОД-219-2- ОТТМ; ЦКОД-219-2- ОТТГ	ЦКОД-245-2; ЦКОД-245-2- ОТТМ; ЦКОД-245-2- ОТТГ	ЦКОД-273-2; ЦКОД-273-2- ОТТМ; ЦКОД-273-2- ОТТГ	ЦКОД-292-2; ЦКОД-292-2- ОТТМ	ЦКОД-324-2; ЦКОД-324-2- ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	219	245	273	292	324
Максимальное рабочее давление, МПа	10	10	7,5	7,5	7,5
Наружный диаметр клапана, мм	245	270	299	324	351
Длина клапана, мм	318/350	365/420	340/387	345	350
Масса клапана, кг	39/41,5	57,2/58,6	58,6/60	66,3	76,5

Продолжение табл. 12.6

Показатель	Шифр клапана				
	ЦКОД-340-2; ЦКОД-340-2-ОТТМ	ЦКОД-351-2	ЦКОД-377-2	ЦКОД-407-2	ЦКОД-426-2
Условный диаметр клапана, мм	340	351	371	407	426
Максимальное рабочее давление, МПа	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0
Наружный диаметр клапана, мм	365	376	402	432	451
Длина клапана, мм	350	365	370	374	380
Масса клапана, кг	82	86,4	96	105	115

Примечание. В знаменателе приведены значения для клапанов с резьбой ОТТГ.

200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

Башмаки колонные типа БКМ (рис. 12.7, а; табл. 12.7) по ОСТ 39-011 — 87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметрами 114—508 мм в целях направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С. Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы для циркуляции бурового раствора. Верхняя часть корпуса снабжена резьбой, при помощи которой башмак соединяется с нижней трубой. Резьба может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случае когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки прикрепляют к нижней трубе колонны.

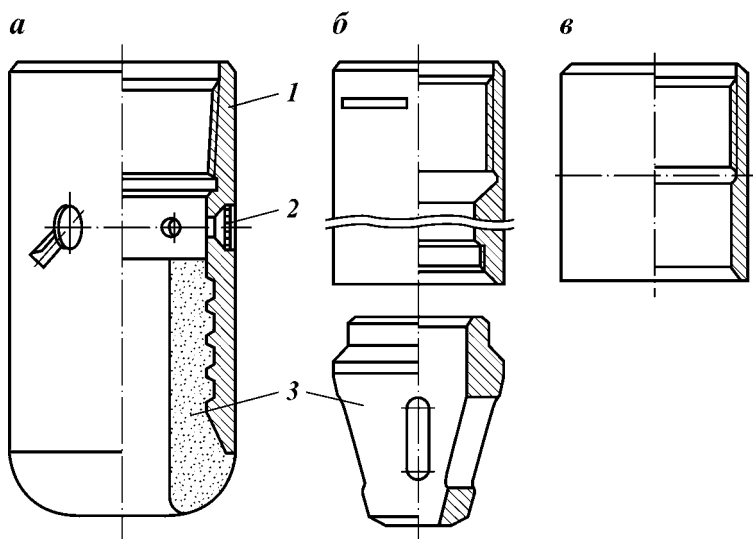


Рис. 12.7. Башмаки колонные типов БКМ (а), БП с чугунной направляющей насадкой (б) и Б (в):

1 — корпус; 2 — заглушка; 3 — направляющая насадка

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

Находят также применение башмака типа БП (рис. 12.7, б) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис. 12.7, в).

Центраторы обеспечивают концентричное размещение обсадной колонны в скважине в целях достижения качественного разобщения пластов

Таблица 12.7

Техническая характеристика башмаков типа БКМ

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр башмака, мм	Высота башмака, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр отверстия каналов, мм	Число отверстий каналов	Масса, кг, не более
114	133	274	50	12	4	12
127	146	274	60	12	4	13
140	159	296	70	15	6	15
146	166	298	70	15	6	16
168	188	303	80	15	6	20
178	198	330	90	20	6	23
194	216	350	100	20	6	30
219	245	360	110	20	6	38
245	270	378	120	20	8	42
273	290	382	130	20	8	44
299	324	385	150	20	8	46
324	351	390	160	20	8	50
340	365	395	170	20	8	53
351	376	405	180	20	8	58
377	402	405	190	20	8	65
406	432	410	200	20	8	70
426	451	425	220	20	10	78
473	508	425	250	20	10	85
508	533	425	280	20	10	98

при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажем в результате некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняют неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

В разработке центраторов принимали участие ВНИИБТ и б. ВНИИКР-нефть.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2.

Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям можно применять и в наклонно направленных скважинах за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок.

Наиболее распространены центраторы ЦЦ-1 (рис. 12.8; табл. 12.8). Их выпускают серийно по ТУ 39-01-08-283 – 77.

Скребки предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявляется при цементировании скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис. 12.19) — разъемный; он состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы 1 скребка выполнены из пучков стальной пружинной проволоки

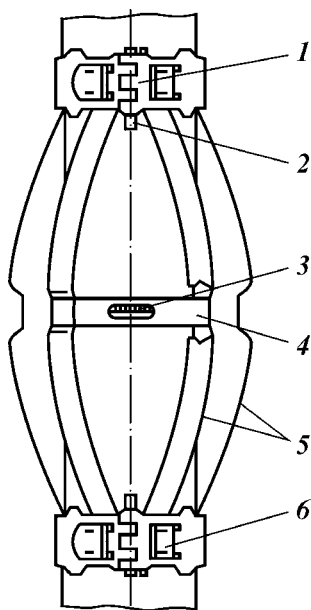


Рис. 12.8. Центратор:
1 — петлевая проушина; 2 — гвоздь; 3 — спиральный клин; 4 — ограничительное кольцо; 5 — пружинные планки; 6 — паз сегмента

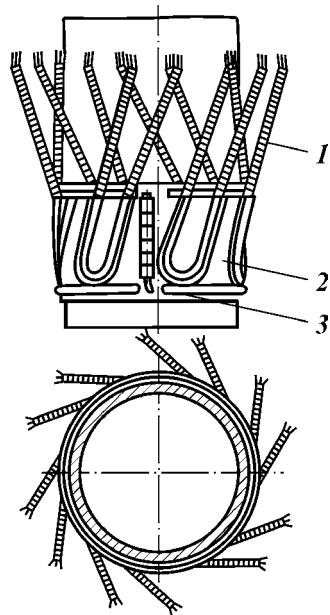


Рис. 12.9. Скребок разъемный типа СК

Таблица 12.8

Техническая характеристика центраторов ЦЦ-1

Шифр центратора	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Число планок	Масса, кг, не более
ЦЦ-1 40/191 – 216-1	7 850	6	9
ЦЦ-1 46/191 – 216-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 46/222 – 251-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 68/216 – 245-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-1 68/251 – 270-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-2 19/270-1	10 456	8	14
ЦЦ-2 45/295 – 320-1	10 450	8	15,0

Примечание. В шифре центратора ЦЦ-1 число перед косой чертой означает диаметр обсадной колонны (в мм), для которой он предназначен; после косой дан интервал диаметров (в мм) скважины, в которую спускают колонну.

Таблица 12.9

Техническая характеристика турбулизаторов типа ЦТ

Шифр турбулизатора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина лопасти, мм	Масса, кг, не более
ЦТ-1 14/151	170	116	95	2,0
ЦТ-1 27/165	186	129	105	2,5
ЦТ-1 40/191	210	142	115	3,0
ЦТ-1 40/216	236	142	115	3,0
ЦТ-1 40/212 – 216	210	142	115	3,0
ЦТ-1 46/212 – 216	210	148	120	3,5
ЦТ-1 46/216	236	148	120	3,5
ЦТ-1 68/212 – 216	210	171	135	4,5
ЦТ-1 68/216	236	171	135	4,5
ЦТ-1 78/245	266	181	145	5,0
ЦТ-1 94/245	266	197	160	6,0
ЦТ-2 19/270	290	222	180	8,0
ЦТ-2 45/295	293	248	200	8,5

Примечание. Для всех типоразмеров число лопастей – 8, максимальная нагрузка на корпус турбулизатора – 7,85 кН.

и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми внутрь концами были направлены вверх, обеспечивая их минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центратора.

Турбулизаторы типа ЦТ используют для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают напротив зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м один от другого.

Турбулизатор (рис. 12.10; табл. 12.9) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопастей устанавливают в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35°, и прикрепляют к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов – б. ВНИИКР-нефть. Их изготавливают по ТУ 29-01-08-284 – 77.

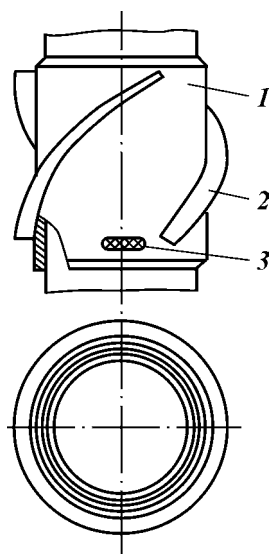


Рис. 12.10. Турбулизатор типа ЦТ

Муфты ступенчатого цементирования. При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желоба.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметрами от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без разрыва (рис. 12.11). Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами 273—340 мм.

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632—80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура — не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4—8 МПа.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса расположены нижняя и верхняя втулки, также имеющие возможность осевого перемещения. В корпусе и обойме выполнены несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, и нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка — в нижней части конусный пояс с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

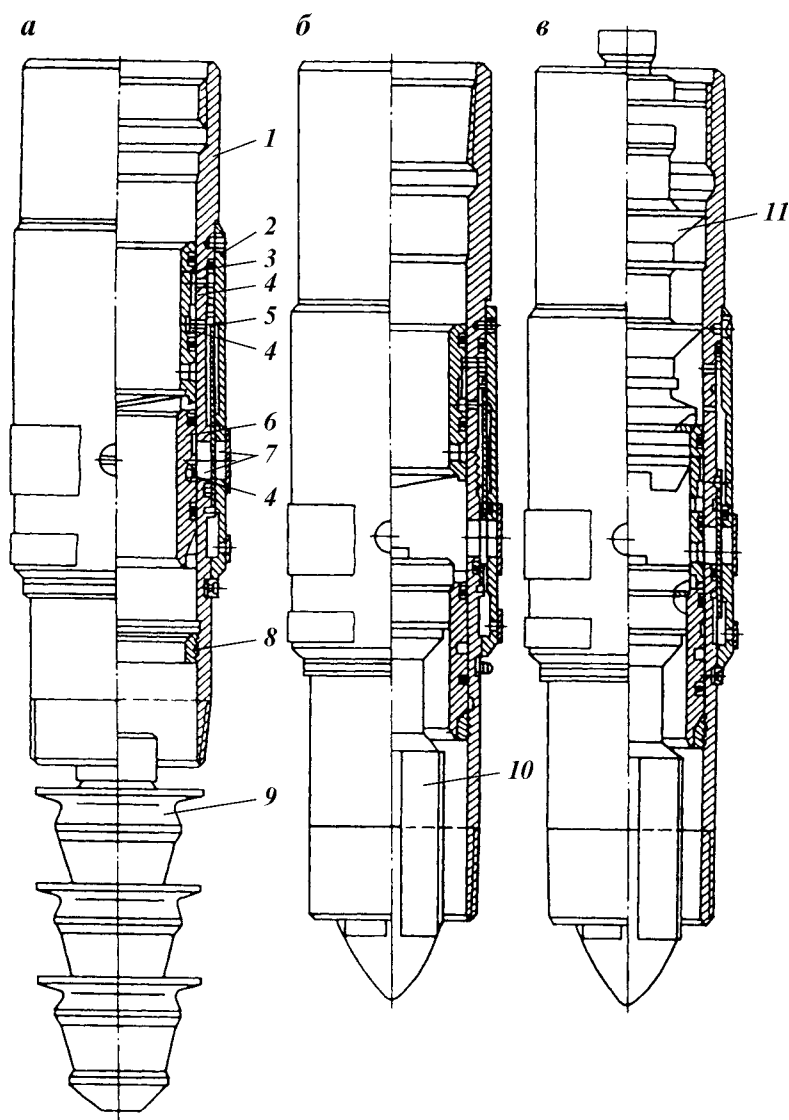


Рис. 12.11. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:

а – в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезной винт; 5 – заслонка; 7 – циркуляционные отверстия; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный поясок с уплотнением для посадки на седло нижней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632–80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ХВОСТОВИКАМИ И СЕКЦИЯМИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Разъединители. Хвостовики и секции обсадных колонн спускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяют с обсадными с помощью различных устройств, носящих общее название разъединителя. Они предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.

При разгрузке хвостовиков или секций обсадных колонн на забой скважины или друг на друга происходит изгиб колонны с различной интенсивностью. Отклонение от оси зависит от веса колонны, диаметра обсадных труб и радиального размера ствола скважины.

Для предотвращения изгиба хвостовики или секции обсадных колонн подвешивают в стволе скважины с помощью подвесных устройств. При креплении скважин секциями обсадной колонны для глубинного соединения (стыковки) секций между собой используют соединители. В целях герметизации верхней части зацементированных хвостовиков или секций обсадной колонны применяют герметизирующие устройства, перекрывающие кольцевое заколонное пространство.

Все перечисленные средства оснащают необходимыми принадлежностями и составляют комплексы устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Эти комплексы имеют ряд модификаций, различающихся как принципом, так и конструктивными особенностями.

Разъединитель состоит из двух основных частей: неподвижной муфты, которая крепится к обсадным трубам, и подвижного ниппеля, соединенного с бурильными трубами, на которых в скважину спускают хвостовик или секцию обсадной колонны.

Все разъединители, у которых основной несущий рабочий элемент — левая резьба, носят общее название резьбовых.

Разъединители, у которых муфтовая и ниппельная части взаимодействуют друг с другом без помощи резьбы, объединены в группу безрезьбовых.

Действие *резьбовых* разъединителей заключается в отвинчивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо. Действие безрезьбовых разъединителей для разъединения пары муфта — ниппель не связано с вращением бурильной колонны.

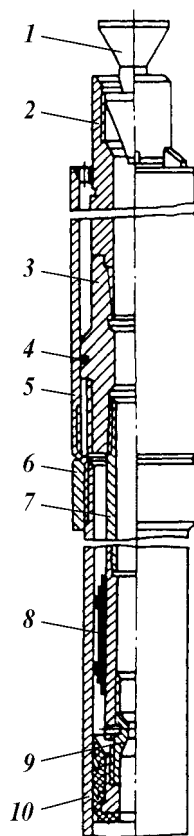
Резьбовой разъединитель (рис. 12.12) оснащен принадлежностями, которые состоят из внутреннего пакерующего узла и секционной разделительной пробки.

Пакерующий узел предназначен для обеспечения циркуляции жидкости через башмак хвостовика (или секции) после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе. Наличие пакерующего узла позволяет предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовики или секцию обсадной колонны.

Нижнюю часть секционной пробки подвешивают на срезных калиброванных штифтах на конце патрубка, ввинчиваемого в ниппель разъединителя, а верхнюю помещают в цементирующую головку и при цементировании продвигают по бурильным трубам. При ее посадке в седло подвесной пробки возникает избыточное давление, штифты срезаются, и освободив-

Рис. 12.12. Резьбовой разъединитель:

1, 9 — верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 — переводник; 3 — ниппель с левой резьбой; 4 — уплотнительная манжета; 5 — раструб; 6 — муфта с левой резьбой; 7 — несущая труба; 8 — пакерующий узел; 10 — обсадные трубы хвостовика



шаяся пробка вместе с верхней частью движется по обсадной колонне, разобшая тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Резьбовые разъединители рекомендуется применять для спуска хвостовиков или секций обсадных колонн, общая масса которых составляет не менее 5 т, а также в случаях, когда при креплении скважины не требуется вращать обсадную колонну.

При проверке разъединителя в процессе контрольного свинчивания вручную на поверхности следует подсчитать число полных оборотов и убедиться, что все витки левой резьбы входят в зацепление, а развинчивание осуществляется без затруднений.

В случае спуска хвостовиков или секций обсадной колонны массой более 100 т левую резьбу рекомендуется испытать приложением к разъединителю растягивающей нагрузки, превышающей массу спускаемых обсадных колонн на 200—300 кН. Выдержка под нагрузкой должна быть не менее 30 мин, после чего проверяют характер соединения и состояние левой резьбы. В случае затруднений при отвинчивании ниппельной части разъединитель бракуют.

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при небольших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью ниппеля устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету. В собранном виде разъединитель испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

Для смазывания левой резьбы разъединителя необходимо применять только тугоплавкие уплотнительные смазывающие составы типа Р-113, а резиновые самоуплотняющиеся манжеты и пакерующие элементы изготавливать из нефтетермостойкой резины.

Кольцевое пространство между ниппелем и муфтой выше левой резьбы заполняют тугоплавким смазочным материалом. Левое резьбовое соединение после свинчивания вручную окончательно закрепляют цепным ключом с вращающим моментом примерно 500 Н·м. Крепление левой резьбы машинными ключами не рекомендуется.

На практике также применяют резьбовые разъединители, дополнительно снабженные шлицевой парой, которые, находясь в зацеплении, позволяют вращать хвостовик или секцию обсадной колонны, поскольку воспринимают полностью усилие вращающего момента и исключают передачу его на левое резьбовое соединение. Верхняя часть шлицевой пары жестко связана с ниппелем разъединителя, а нижняя подвижно связана в осевом направлении с муфтой разъединителя и зафиксирована в ней срезными калиброванными штифтами.

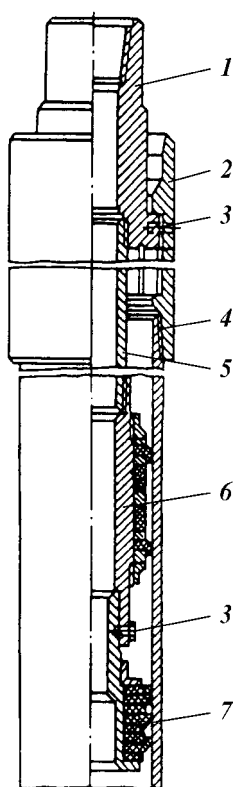


Рис. 12.13. Кулачковый разъединитель:

1 — ниппель с кулачками; 2 — муфта с пазами; 3 — штифт; 4 — обсадные трубы спускаемого хвостовика; 5 — несущая труба; 6 — пакерующий узел; 7 — нижняя часть секционной разделительной пробки

Для вывода из зацепления шлицевой пары в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который свободно проходит в жидкости по трубам и перекрывает отверстие в нижней шлицевой втулке. Под действием внутреннего избыточного давления калиброванные штифты срезаются, и шлицевая втулка перемещается вниз, выходя из зацепления с верхней втулкой.

При разомкнутой шлицевой паре вращение бурильных труб вправо приведет к отсоединению их от обсадных труб в левой резьбе разъединителя.

К *безрезбовым* разъединителям относят кулачковые, замковые и штифтовые.

Кулачковый разъединитель (рис. 12.13) состоит почти из таких же основных деталей, как и резьбовой. Муфта и ниппель разъединителя связаны с помощью двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты и в рабочем положении фиксируются штифтами. Конструкция кулачкового разъединительного устройства исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных при вращении в скважине.

Указанные устройства рекомендуется применять в скважинах, крепление которых осуществляют с проработкой осложненного ствола в процессе спуска хвостовика или секции.

В состав кулачкового разъединителя обязательно входит пакерующий узел, который представляет собой набор самоуплотняющихся резиновых манжет из износостойчивой нефтетермостойкой резины. Пакерующий узел устанавливают на несущей трубе, ввинчиваемой снизу во внутреннюю часть разъединителя.

Пакерующий узел герметизирует разъемные части кулачкового разъединителя до тех пор, пока резиновые элементы находятся внутри верхней трубы хвостовика или секции обсадной колонны. Поэтому его устанавливают, как правило, не под самым кулачковым ниппелем разъединителя, а на расстоянии 8–10 м от него.

Кулачковый разъединитель собирают следующим образом. На верхнюю обсадную трубу, внутреннюю поверхность которой предварительно очищают от окалины, грязи, пыли и смазывают, навинчивают муфту разъединителя. В муфту вставляют ниппельную часть в закрепленной на ней несущей трубой, которая оснащена пакерующим узлом и подвесной секционной пробкой.

Кулачки ниппеля совмещают со сквозными пазами муфты, а затем подачей ниппеля вниз вводят их до упора. Далее ниппель с введенными кулачками поворачивают вправо по радиальным пазам муфты на угол 90° и заряжают подачей кулачков вверх по ее глухим осевым падам.

В заряженном рабочем положении муфту и ниппель кулачкового разъединителя фиксируют срезными калиброванными штифтами, которые рассчитывают на срез усилием 30–150 кН в зависимости от веса колонны труб и осевой нагрузки при возможной проработке ствола в процессе спуска хвостовика.

Чтобы разомкнуть разъединитель, его ниппельную часть опускают до среза штифтов и смещения кулачков по глухим пазам до упора. Затем ниппель поворачивают влево на угол 90° также до упора и по сквозным пазам движением ниппельной части вверх выводят кулачки из муфты разъединителя. При этом контролируют, чтобы перемещение кулачков вверх не превышало длины несущего патрубка с уплотнителями.

На кулачки действуют осевые срезающие и сминающие нагрузки от бурильных и обсадных труб. Они также воспринимают усилия крутящего момента при вращении труб, когда спуск хвостовика или секции обсадной колонны сопровождается проработкой ствола.

Кулачки должны выдерживать все воспринимаемые ими нагрузки и не подвергаться деформации, повреждениям или излому.

Прочность кулачкового разъединителя увеличивают, изменяя число кулачков или используя материал повышенной прочности, из которого изготавливают разъединитель.

Разъединитель в собранном виде испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и проверяют на взаимодействие кулачкового ниппеля с муфтой.

Основные преимущества кулачкового разъединителя — возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин, предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадной перед цементированием, а также использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн. Недостатки кулачковых разъединителей — сложность конструкции и необходимость разгрузки хвостовика или секции обсадной колонны для отсоединения от них бурильных труб.

В замковых разъединителях (рис. 12.14) основные части устройства — муфта и ниппель — соединяются между собой запирающимся изнутри замком, который имеет шарообразную или иную форму.

Замковые разъединители в отличие от кулачковых позволяют проводить все операции при спуске хвостовика: расхаживание с любой нагрузкой, вращение, промывку, а также цементировать обсадные трубы и отсоединять от них бурильные без разгрузки хвостовика или секций обсадных колонн. Замковый разъединитель является практически не-

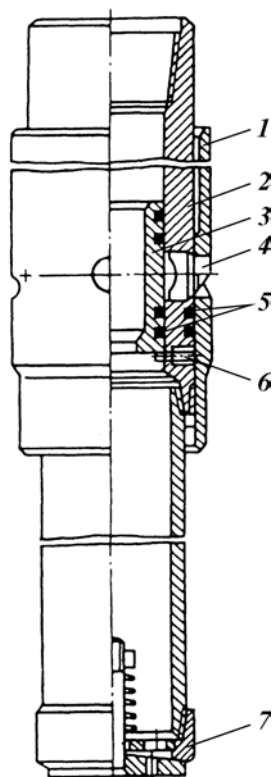


Рис. 12.14. Замковый разъединитель:

1 — муфта; 2 — ниппель; 3 — запорная втулка; 4 — замок; 5 — уплотнения; 6 — срезной штифт; 7 — обратный клапан

разъемным при любых действующих на него внешних механических нагрузках.

Он работает следующим образом. После окончания цементирования обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который, погружаясь в буровой раствор, достигает седла втулки. Далее в трубах создают избыточное давление, усилием которого штифты срезаются, втулка перемещается в нижнее положение до упора и размыкает замковое соединение.

При последующей подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами падают внутрь разъединителя и отсоединяют бурильные трубы от обсадных. Затем бурильные трубы поднимают из скважины вместе с ниппельной частью разъединителя и находящимися внутри нее втулкой, шаром и замками.

Замковые разъединители позволяют спускать хвостовик или секцию обсадной колонны неограниченной массы в ствол скважины любой конфигурации с наличием осложнений, отсоединять бурильные трубы от обсадных без их разгрузки и расхаживать колонну труб, прикладывая усилия, ограниченные только прочностью труб.

Основной недостаток замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементируемых пробок и получением сигнала «стоп».

Штифтовые разъединители используют в основном при креплении скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн незначительной длины и массой до 5 т, а также при спуске в скважину цементируемых забойных фильтров при малых кольцевых зазорах.

Бурильные трубы соединяют с обсадными с помощью срезных штифтов, которые также являются несущими элементами разъединителя и должны срезаться только при нагрузке, превышающей массу обсадной колонны.

Без пакерующего узла штифтовые разъединители не применяют. Необходимый диаметр срезных штифтов разъединителя

$$d_{\text{ш}} = \sqrt{1,7qkL / (z_{\text{ш}} \sigma_{\text{в}})},$$

где q — вес 1 м обсадной группы в воздухе; $k = 1,5$ — коэффициент запаса прочности; L — длина хвостовика или секции обсадной колонны; $z_{\text{ш}} = 2 \div 3$ — число штифтов; $\sigma_{\text{в}}$ — предел прочности материала штифтов.

Изготовленные штифты с расчетным диаметром $d_{\text{ш}}$, как правило, проверяют на срез опытным путем с помощью пресса. Очевидно, что усилие среза должно быть больше веса хвостовика или секции обсадной колонны.

Для комплектования разъединителя штифтами из одного и того же материала изготавливают два комплекта одинаковых штифтов: один — контрольный, который используют при испытании штифтов на срез, а другой — рабочий, который устанавливают в разъединителе.

Штифтовые разъединители также подвергают испытанию на герметичность избыточным давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое рабочее давление.

Как правило, хвостовики и секции обсадных колонн цементируют после предварительного среза штифтов разъединителя.

Бурильные трубы отсоединяют от обсадных после проверки надежности подвески плавной разгрузкой колонны до «собственного веса» бурильных труб.

Подвесные устройства. Существуют три принципиально различающихся способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин: на цементном камне, на клиньях и опорной поверхности.

Хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают на цементном камне как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины непосредственно в процессе их цементирования.

Принцип этого способа подвески заключается в подъеме тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами, в удалении тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком, и в отсоединении бурильных труб от обсадных только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии.

На цементном камне можно подвешивать хвостовики или секции обсадной колонны без ограничения их длины, межколонных кольцевых зазоров и на любой глубине скважины.

Основное требование для осуществления этого способа подвески — необходимость обязательного подъема тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Для подвески хвостовиков и секций обсадных колонн, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют однотипные устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

Узел подвески, образующий устройство этого вида, размещают в ниппельной части разъединителя любого типа. Для данного вида подвесок общими являются следующие конструктивные и эксплуатационные признаки: бурильные трубы остаются неподвижными в течение всего процесса крепления скважин и ОЗЦ, боковые промывочные отверстия устройств открываются с помощью прокачиваемых по бурильным трубам металлических шаров или резиновых пробок, продавочную жидкость закачивают по расчету и в основном без получения сигнала «стоп».

На рис. 12.15, а изображен общий вид такого устройства. Подвесное устройство с прокачиваемой пробкой готовят следующим образом. В верхний патрубок ниппельной части разъединителя напротив боковых промывочных отверстий вставляют втулку с уплотнительными кольцами и закрепляют ее калиброванными срезными штифтами. Затем полностью соединяют разъединитель и подвергают его гидравлическому испытанию на герметичность. При этом не допускается истечение жидкости через боковые промывочные отверстия. Далее разъединитель спускают в скважину на глубину до 25 м, прокачивает резиновую пробку, устанавливают характер ее взаимодействия с втулкой, определяют давление для среза штифтов, поднимают разъединитель на поверхность и проверяют состояние подвесного узла. При отсутствии каких-либо повреждений подвесной узел снова готовят к работе. При этом устанавливают новые резиновые уплотнители и срезные штифты.

Собранный разъединитель с подготовленным подвесным узлом повторно подвергают опрессовке и затем используют непосредственно при креплении скважин.

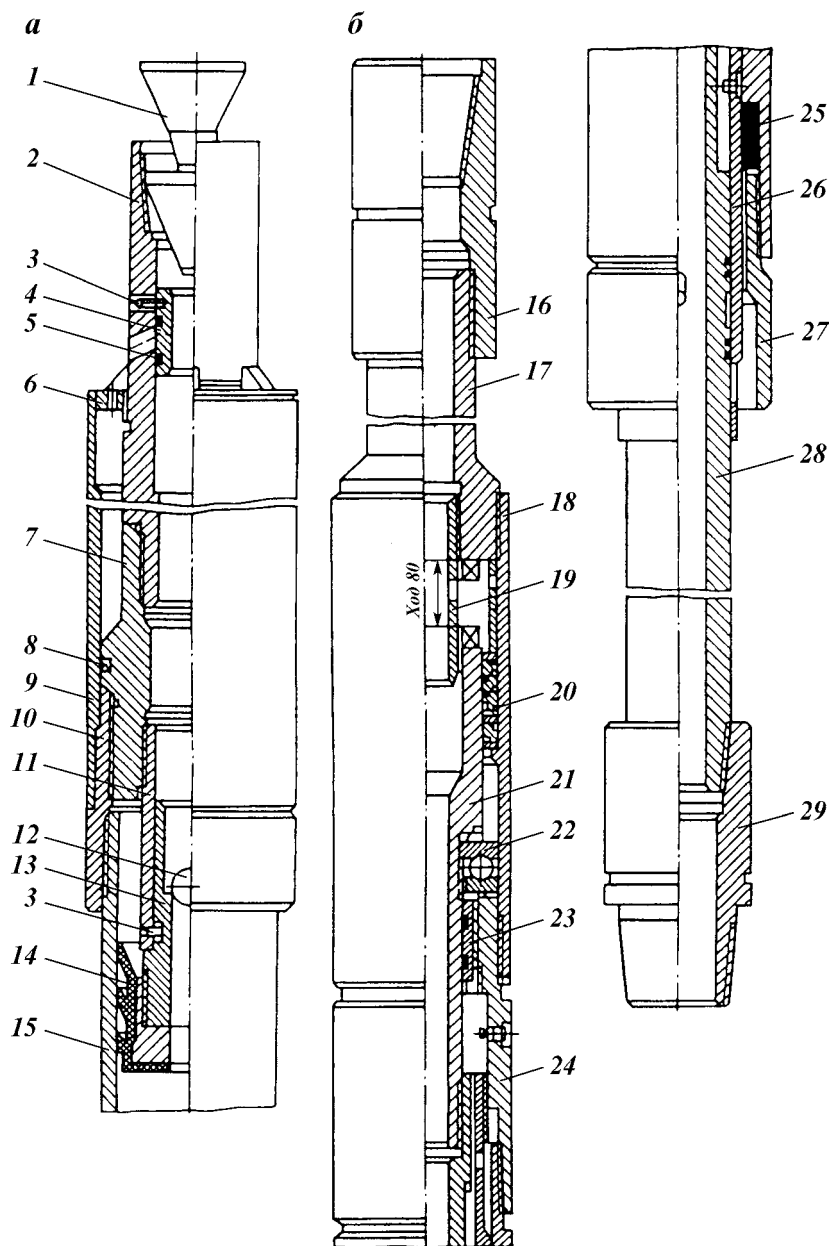


Рис. 12.15. Устройства для подвески хвостовиков и секций обсадной колонны на цементном камне в обсаженном стволе с резьбовым разъединителем (а) и в необсаженном стволе (б):

1 — управляемая пробка; 2 — удлинитель; 3 — срезной штифт; 4 — запорная втулка; 5 — уплотнительное кольцо; 6 — крышка; 7 — ниппель разъединителя; 8 — манжета; 9 — раструбная часть разъединителя; 10 — муфта разъединителя; 11 — несущий патрубок; 12 — шар; 13 — седло; 14 — подвесная разделительная цементирующая пробка; 15 — обсадная труба; 16 — замковая муфта; 17 — переводник корпуса; 18, 24, 25 — соответственно верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 19 — патрубок; 20 — набор манжетных уплотнителей; 21, 28 — верхняя и нижняя секции шпинделя; 22 — упорный подшипник качения; 23 — радиальный подшипник скольжения; 26 — золотник; 27 — нажимная гайка; 29 — замковый ниппель

Если при цементировании хвостовиков или секций обсадной колонны с подвеской на цементном камне применяют металлический шар, то в подготовительные работы включают следующие этапы:

спуск устройства в скважину на бурильных трубах на глубину, на которой будет установлена верхняя часть обсадной колонны;

промывку скважины с подачей, не превышающей запланированную при закачке продавочной жидкости в процессе цементирования хвостовика;

фиксирование значения установившегося давления при промывке с заданным режимом;

сбрасывание в трубу металлического шара и прокачивание его при заданной подаче насосов;

определение времени движения шара по трубам до момента среза штифтов и давления, при котором были срезаны штифты;

подъем устройства из скважины, разборка и проверка его состояния.

Полученные результаты предварительного испытания учитывают непосредственно при выполнении работ по цементированию хвостовика или секции обсадной колонны.

При этом последняя часть продавочной жидкости, равная объему бурильных труб и закачиваемая вместе с шаром, должна нагнетаться в скважину цементирующими агрегатами с той же подачей, которая была при предварительном испытании.

Рекомендуется устанавливать штифты такого диаметра и прочности, чтобы избыточное давление при их срезе на 5–7 МПа превышало рабочее давление при цементировании.

После среза штифтов и открытия боковых промывочных отверстий непрерывно промывают скважину прямой и обратной циркуляцией с максимально возможной подачей цементирующих агрегатов до тех пор, пока не будет удален весь тампонажный раствор, находящийся за бурильными трубами.

Далее периодически промывают скважину до конца срока схватывания тампонажного раствора у верхней границы обсадной колонны, после чего бурильные трубы отсоединяют от обсадных и поднимают на поверхность.

При подвеске хвостовиков и секций обсадных труб, когда нижняя часть бурильной колонны находится в необсаженной части ствола и возникает опасность ее прихвата, применяют устройство, изображенное (на рис. 12.15, б). В отличие от других это подвесное устройство многократного действия. Оно позволяет удерживать и цементировать обсадные трубы в растянутом состоянии с применением разделительных пробок, получать сигнал «стоп», вращать бурильную колонну без отсоединения ее от обсадной в течение всего времени ОЗЦ, а также использовать разъединительные устройства любого типа.

Подвеска включает составной корпус, подвешиваемый на бурильных трубах, двухсекционный шпindel, смонтированный внутри этого корпуса на упорном подшипнике качения, радиальный подшипник скольжения, золотник, который перекрывает радиальные отверстия шпинделя, наклоненные к его оси. Верхний торец шпинделя и нижняя часть переводника корпуса оборудованы кулачками, которые при вводе их в зацепление и последующем вращении взаимодействуют и обеспечивают отсоединение бурильных труб от обсадных. Наружная верхняя часть золотника и внутрен-

ний выступ средней части составного корпуса имеют трапецеидальную резьбу, на которой при вращении бурильных труб и, следовательно, составного корпуса происходит осевое перемещение золотника из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее. Крайнее нижнее положение золотника определяется по совпадению его выступающего из корпуса торца с риской на наружной поверхности шпинделя. Корпус устройства заканчивается нажимной гайкой, нижняя часть которой выполнена в виде кожуха, образующего зазор между его внутренней поверхностью и золотником. Гайка одновременно поджимает манжетные уплотнения и направляет поток бурового раствора, прокачиваемого через радиальные отверстия шпинделя.

Тампонажный раствор, поднятый при цементировании выше обсадной колонны, вымывается из скважины через эти отверстия. Упорный шарикоподшипник и подшипник скольжения работают в масляной ванне, которая имеет два закрывающихся пробками отверстия (для подачи масла и выхода воздуха).

Принцип действия подвешного устройства заключается в следующем. В исходном положении весь поток циркулирующей жидкости проходит через башмак обсадной колонны. После окончания ее цементирования и получения сигнала «стоп» вращением бурильной колонны вправо без какой-либо разгрузки приподнимают золотник, открывают боковые промывочные отверстия в подвешном устройстве и вымывают весь тампонажный раствор, поднятый выше обсадных труб. При этом периодически вращают колонну ротором в течение всего времени промывки в период ОЗЦ. Продолжительность и периодичность вращения бурильных труб для исключения их захватов устанавливают в каждом конкретном случае.

После окончания срока схватывания тампонажного раствора циркуляцию жидкости прекращают и колонну бурильных труб плавно опускают, пока нагрузка на крюке не станет соответствовать весу бурильной колонны. При этом торцовые кулачки подвески входят в зацепление друг с другом, давая возможность вращать ниппельную часть разъединителя и отсоединять бурильные трубы от зацементированного хвостовика или секции обсадной колонны.

Подвески типа ЦП также можно использовать при подвешивании хвостовиков и секций обсадных колонн в обсаженной части ствола.

Подготовка подвешного устройства к работе начинается с заполнения масляной камеры маслом, при этом золотник должен занимать крайнее нижнее положение. Для этого в условиях буровой устройство укладывают на мостки вверх отверстиями для ввода смазочного материала, вывинчивают из них пробки и через одно из этих отверстий заполняют масляную камеру, используя дизельное масло МТ-16.

Затем регулируют положение золотника таким образом, чтобы его выступающий из корпуса торец оказался совмещенным с риской на наружной поверхности шпинделя подвески. Подготовленное устройство опрессовывают водой на давление 22,5 МПа. При этом истечение воды через уплотнения между золотником и шпинделем, а также подтекание масла через манжетные уплотнения между золотником и корпусом не допускаются.

Подготовленную к работе подвеску типа ЦП собирают на мостках с разъединителем, заранее закрепленным на обсадной трубе. Затем собранную систему подают в буровую, закрепляют резьбовые соединения подвески с ниппелем разъединителя машинными ключами, устанавливают сборку

на элеватор и вращением части подвески цепным ключом проверяют характер перемещения золотника и его положение относительно боковых промывочных отверстий. При этом подсчитывают число оборотов корпуса. Далее собранную систему снова укладывают на мостки.

После спуска в скважину на заданную глубину хвостовика или секции обсадной колонны на бурильных трубах приступают к цементировочным работам. При этом вращение бурильных труб должно быть исключено.

В процессе цементирования хвостовика трубы расхаживают для предотвращения их прихвата. После получения сигнала «стоп» избыточное давление в колонне снижают до атмосферного. Устанавливают ведущую трубу и вращением бурильной колонны вправо приподнимают золотник подвешенного устройства в крайнее верхнее положение. Затем восстанавливают циркуляцию через боковые промывочные отверстия подвески и промывают скважину, периодически вращая бурильную колонну до полного удаления тампонажного раствора, поднятого над обсадными трубами.

После истечения заданного периода ОЗЦ бурильные трубы подают вниз с разгрузкой до «собственного веса» и одновременной промывкой скважины одним насосом при подаче 10 л/с. При этом кулачки подвески сходятся, давление повышается, и буровой насос останавливают.

Если при креплении скважины применяли резьбовой разъединитель, то последующим вращением бурильных труб вправо их отсоединяют от обсадных, приподнимают над верхней частью хвостовика, восстанавливают циркуляцию и после непродолжительной промывки подвешенное устройство поднимают на поверхность.

После подъема из скважины подвешенное устройство промывают водой, очищают, смазывают и хранят под навесом на выкладках. Это устройство можно применять многократно.

На клиньях хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают только в обсаженной части скважины, где практически мал износ внутренней поверхности обсадных труб. Основной принцип этого способа подвешивания заключается в том, что спускаемую часть обсадной колонны заклинивают, вводя клиновидные плашки, расположенные на ее наружной поверхности, в кольцевой межколонный зазор.

Клиновое подвешенное устройство устанавливают под разъединителем. Оно служит для цементирования обсадных колонн в растянутом состоянии после отсоединения бурильных труб от обсадных. Подвеску на клиньях можно осуществлять при наличии поглощений любой интенсивности. Клиновые подвешенные устройства невозможно применять в следующих случаях: при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм); при спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции; при значительном износе внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска; при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

По принципу действия клиновые подвешенные устройства подразделяют на механические и гидравлические.

Механическая клиновая подвеска (рис. 12.16) состоит из цилиндрического корпуса 8, верхняя часть которого заканчивается муфтой 1 с конусообразной наружной поверхностью, предназначенной для распора при скольжении по ней клиновых плашек. На корпус свободно надет перемещаемый по нему в осевом и радиальном направлениях узел подвески, со-

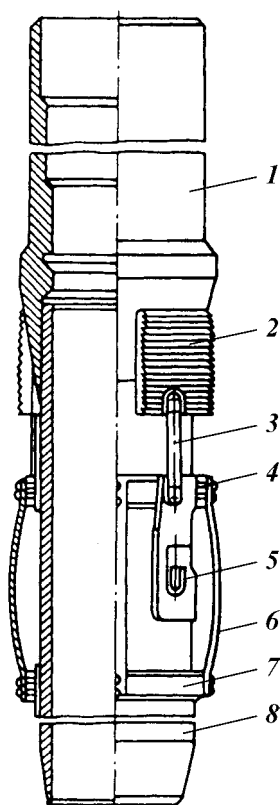


Рис. 12.16. Механическая клиновая подвеска в транспортном положении:

1 — конусообразная муфта; 2 — клиновые плашки; 3 — соединительная пластина; 4, 7 — верхнее и нижнее кольца центратора; 5 — штифт; 6 — пружинный центратор; 8 — корпус

стоящий из пружинного арочного центратора 6 и расположенных выше него четырех клиновидных плашек 2, каждая из которых связана с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт. Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи — зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы, на участке которой работают клинья и осуществляется подвеска хвостовика.

Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет надет центратор с клиновидными плашками. Он предназначен для удержания клиньев в транспортном положении при спуске хвостовика или секций обсадной колонны.

Размер центратора должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на необходимую высоту и поворачивают влево. При этом штифт, повернутый совместно с корпусом, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно корпуса подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распертого центратора со стенками обсадной колонны.

Далее колонну плавно подают вниз, конусообразная муфта начинает входить в клиновидные плашки, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.

Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб, вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных и приступают к цементированию подвешенного на клиньях хвостовика.

Рис. 12.17. Клиновое подвесное устройство гидравлического действия:

1 — обсадная труба; 2 — конусообразная муфта; 3 — корпус; 4, 7 — верхнее и нижнее кольца центратора; 5 — штифт; 6 — пружинная планка центратора; 8 — поршень; 9 — соединительная муфта

Принцип работы клинового подвесного устройства гидравлического действия (рис. 12.17) заключается в использовании механизма передачи усилий внутреннего избыточного давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновидными плашками подвески. При этом поршень распирает их между конусообразной муфтой и стенками обсадной колонны. Одновременно колонну труб подают вниз и подвешивают хвостовик на клиньях.

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков первых секций или сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

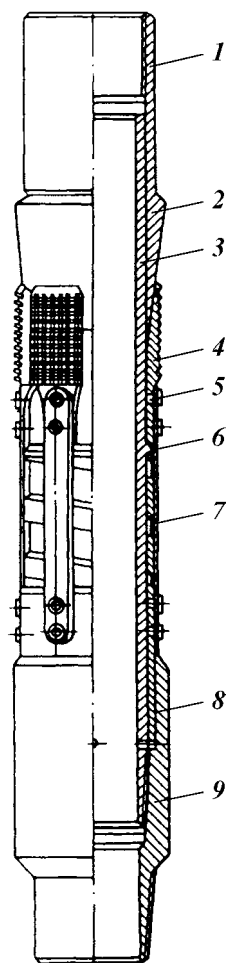
Каждому из указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне эта группа устройств может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. При нарушении этого условия, в случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает. В связи с этим способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика. При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ним. При достижении кулачками внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, они входят в проточки и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика. Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис. 12.18, а) осуществляют с помощью опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости.



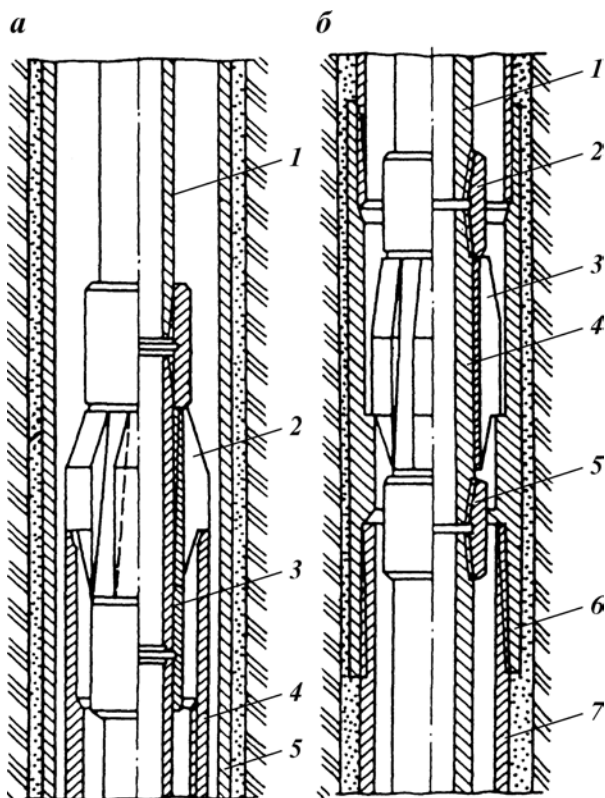


Рис. 12.18. Схема упорной подвески на кулачках:

а — спускаемая секция обсадной колонны с упором на верхней части зацементированного хвостовика; 1 — спускаемая секция обсадной колонны; 2 — стопорная втулка; 3 — муфта; 4 — зацементированный хвостовик; 5 — промежуточная обсадная колонна; *б* — хвостовик на упоре в двухразмерной колонне; 1 — спускаемый хвостовик; 2, 5 — муфты; 3 — опорная втулка; 4 — патрубок; 6 — переводная муфта; 7 — первая промежуточная колонна

Наружный диаметр втулки должен быть больше наружного диаметра зацементированного хвостовика, на котором подвешивают колонну. Упорную подвеску спускаемого хвостовика в двухразмерной обсадной колонне (рис. 12.18, *б*) проводят в переходной части труб разных диаметров также с помощью аналогичной втулки. Чтобы осуществить такую подвеску, необходимо предусмотреть в переходниках для двухразмерных колонн специальную площадку для установки опорной втулки.

Для соединения спускаемых секций обсадных колонн с предыдущими существует несколько разновидностей устройств, обеспечивающих стыковку секций на глубине и образование с их помощью сплошной обсадной колонны. Соединители подразделяют на устройства для соединения цементируемых и нецементируемых (съёмных) секций обсадной колонны.

Ко всем соединительным устройствам предъявляют следующие основные требования: обеспечение соосности соединяемых секций, проходимости через них долот, а также различных инструментов и приборов; создание надежного герметичного соединения секций обсадных колонн.

Соединители для неразъёмного соединения секций оснащены замком, который взаимодействует с раструбом разъединителя.

Секции стыкуются следующим образом. Ниппель соединителя вводят в раструб, предохранительная втулка садится на торец раструба, и индикатор веса показывает «посадку колонны». При этом усилие разгрузки не

должно превышать усилия среза штифтов, удерживающих предохранительную втулку на ниппеле соединителя.

Далее подбирают длину обсадных труб на верхнем конце секции с расчетом, чтобы при конечной глубинной стыковке оставался свободным ход вверх и вниз ее нижнего конца, а вся секция оказалась жестко подвешенной на колонном фланце. Подобрав нужные по длине трубы с установкой на верхней трубе конусообразной подвесной муфты и заменив ими верх секции, разгружают колонну до момента срезания предохранительной втулки и вывода уплотнений из транспортного положения в рабочее. При этом на индикаторе веса восстанавливается показание полного веса нецементированной секции. Измеряя свободный ход, секцию подают вниз до тех пор, пока конусообразная муфта не окажется подвешенной на колонном фланце.

12.3. ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ И РАСТВОРЫ

Способность тампонажных цемента после затворения водой к структурообразованию и твердению (превращению в камень) обусловила их применение для цементирования скважин.

Применительно к портландцементу (который используют в качестве тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин) первой стадией структурообразования является возникновение коагуляционной структуры исходных частиц цемента и гидратных новообразований. На второй стадии развивается сплошная рыхлая кристаллизационная структура гидроалюмината, которая обычно разрушается при перемешивании раствора. Третья стадия — это образование кристаллизационной структуры гидросиликатов.

При затворении цемента водой сначала происходит растворение его небольшой части, вступающей в химическое взаимодействие с водой, до насыщения. Затем наступает период коллоидации, характеризующейся высокой дисперсностью частиц цемента, — период собственно схватывания (коагуляционного структурообразования), переходящего в собственно твердение (период кристаллизации) раствора при переходе системы из менее устойчивого состояния в более устойчивое.

Природа сил, обуславливающих прочность тампонажного камня, имеет разные толкования, основанные как на кристаллизационной, так и на коллоидно-химической теории. В первом случае она объясняется срастанием кристаллов в местах контактов за счет ионно-химических связей, а во втором — сцеплением частиц благодаря ван-дер-ваальсовым поверхностным силам.

Процесс структурообразования вяжущих веществ проходит в два этапа.

Результатом первого этапа является получение коагуляционной структуры частиц и гидратных новообразований. Пластическая прочность структуры к этому моменту низка, темп нарастания ее медленный и зависит от связывания воды, степени диспергирования цемента в воде и накопления гидратных новообразований. Такая система тиксотропна, и связь между частицами в ней обеспечивается через гидратные оболочки, которые отделяют их друг от друга. После механического разрушения системы связь восстанавливается.

Второй этап характеризуется возникновением и развитием кристаллизационной структуры гидратов цементных минералов. Поверхность частиц увеличивается, возникают молекулярные связи между ними. Этот процесс характеризуется интенсивным нарастанием прочности структуры. Формируется непосредственная связь между частицами, которая отличается высокой прочностью и необратимым характером разрушения (например, при запоздалом продавлении раствора).

Существенное влияние на процесс твердения цементного раствора оказывают температура и давление. С их увеличением ускоряется гидратация, изменяется растворимость твердых веществ в жидкой фазе, изменяется также фазовый состав продуктов гидратации цементов, шлаков и других вяжущих материалов.

В заколонном пространстве может сложиться такая ситуация, при которой одновременное перемешивание тампонажного раствора и изменение температуры приведут к схватыванию и твердению цементного раствора отдельными зонами. Картина примет еще более мозаичный характер, если учесть действие повышенного водоцементного отношения и изменяющуюся концентрацию реагентов-структурообразователей.

Если при нормальных условиях добавляемый песок является практически инертным наполнителем, то при повышенных температурах кварц становится активным и взаимодействует с составляющими цемента.

Кварц, растворяясь в воде при нагревании и под давлением, вступает в реакцию с известью; на этом принципе основано производство песчано-известковых кирпичей. Скорость этой реакции в значительной степени зависит от удельной поверхности кварца.

Общепризнанная теория природы процессов гидратационного структурообразования и твердения шлаковых растворов в настоящее время отсутствует.

Взаимодействие шлаков с водой сопровождается комплексом процессов, включающих адсорбцию, ионный обмен, выщелачивание, гидролиз, гидратацию и другие, в результате которых происходят деструкция исходных фаз и возникновение новых.

При нормальной температуре как комовые, так и гранулированные шлаки даже при наиболее благоприятных химическом и фазовом составах почти не проявляют вяжущих свойств. При введении в раствор щелочных соединений гидроксидов натрия, кальция, калия происходят дальнейшие гидролиз и гидратация. Кроме щелочной активации шлаков на практике применяют еще сульфатную, а также комбинированную. Обычно в качестве щелочных активаторов используют известь и портландцемент, а в качестве сульфатных — гипс и ангидрит.

Мощное средство пробуждения гидравлической активности доменных шлаков — повышение температуры.

Добавки кварцевого песка при высоких температурах в значительной степени интенсифицируют гидратацию шлака с образованием низкоосновных высокопрочных гидросиликатов.

Шлакопесчаные растворы при высоких температурах и давлениях дают плотные и прочные камни, очень стойкие в агрессивных средах.

Твердение тампонажного камня в условиях циклического температурного воздействия (скважины с термическим воздействием на пласты) характеризуется существенным изменением их физико-механических свойств.

Тепловая обработка значительно интенсифицирует процессы гидратации и твердения. Результаты исследований показывают, что в среде пара процессы гидратации и роста кристаллогидратов протекают интенсивнее, чем в воде.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ

Структурно-механические свойства тампонажных растворов.

Формирование потока тампонажного раствора и «удобоукладываемость» в заколонном пространстве во многом зависят от его реологических свойств. Реологическую характеристику тампонажных растворов можно существенно улучшить путем применения реагентов.

Пригодность тампонажных растворов к прокачиванию для цементирования скважин определяется началом схватывания.

При низких температурах тампонажные растворы из тампонажных портландцементов, имея длительные сроки схватывания (10–15 ч и более), для ускорения работ на скважинах требуют введения ускорителей. Успешно используют хлористый кальций и хлористый алюминий.

Температура — главный фактор, резко изменяющий сроки схватывания и время загустевания тампонажных растворов. Давление оказывает меньшее влияние. С возрастанием давления от атмосферного до 60 МПа сроки схватывания сокращаются более чем вдвое. При одновременном воздействии температуры и давления сокращение сроков схватывания еще больше.

Большинство реагентов, влияющих на сроки схватывания, изменяют в том же направлении и время загустевания тампонажных растворов.

Положительное свойство шлаков — их относительно легкая обрабатываемость замедлителями.

Велико значение удельной поверхности цемента. Для шлакопесчаных растворов увеличение удельной поверхности песка способствует замедлению процесса схватывания раствора. Еще большее замедление процесса гидратации происходит в смесях, полученных совместным помолом шлака и песка.

Отмеченный замедляющий эффект — результат физико-химического взаимодействия частиц шлака и песка в момент их дробления.

Время загустевания короче сроков схватывания растворов, различия между ними достигают ощутимых величин, и этого нельзя не учитывать (табл. 12.10).

При увеличении давления от 40 до 110 МПа время загустевания сокращается от 220 до 75 мин, т.е. приблизительно в 3 раза.

Одновременное колебание температуры и давления (по программе изменения условий при закачке и движении тампонажного раствора) значительно влияет на время загустевания раствора, которое отличается от времени загустевания, определяемого при забойных температурах и давлении.

Одна из основных причин загустевания растворов — образование загущенных пачек смеси химически обработанных тампонажных и буровых растворов, резко повышающих давление продавки.

Плотность тампонажных растворов. Плотность растворов из тампонажных цементов для скважин с температурой 22 и 75 °С, затворенных

водой в количестве 50 % (массовая доля), равна 1,83—1,85 г/см³. Шлакопесчаные растворы более легкие, и плотность их колеблется в пределах 1,73—1,80 г/см³ при том же водоцементном отношении.

Плотность тампонажных растворов зависит от водоцементного отношения (для конкретного цемента). Повышение плотности тампонажного раствора за счет уменьшения водоцементного отношения ограничивается его способностью прокачиваться и временем загустевания, которое при этом сокращается.

Чтобы повысить плотность раствора при значительном снижении водоцементного отношения (до 0,3), его прокачиваемость можно улучшить обработкой раствора поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Повышение плотности тампонажных растворов введением утяжеляющих добавок наиболее эффективно и часто применяется; обеспечивается введением таких утяжелителей, как барит, гематит, магнетит, кварцево-магнетитовый песок.

Опыт показывает, что необходимыми условиями, которым должны удовлетворять утяжелители для повышения плотности тампонажных растворов, являются чистота от водопотребных примесей и относительно низкая удельная поверхность.

Плотность тампонажных растворов можно снизить следующими путями:

введением в тампонажный раствор газа (воздуха) или жидкости затворения (с ПАВ) различными способами;

введением в тампонажный раствор большого количества воды затворения (со структурообразователями);

применением вяжущих веществ с низкой плотностью.

Наибольшее снижение плотности тампонажных растворов обеспечивается введением в них газа (воздуха). Последнее можно обеспечить их азириванием (наиболее эффективное мероприятие), введением воздуха вместе с материалами, содержащими воздух (перлит, керамзит и др.).

Цементно-бентонитовые и цементные растворы с добавкой ПАВ легко поддаются азириванию путем механического перемешивания, при этом сохраняется равномерное распределение воздуха по всему объему раствора.

Плотность тампонажных растворов снижают путем введения в них добавок, имеющих невысокую плотность. К ним относят гильсонит, кир, отходы целлюлозного производства. Абсолютная величина снижения плотности растворов невелика.

Таблица 12.10

Сопоставление сроков схватывания и времени загустевания растворов из цемента Карадагского завода для скважин с температурой 75 °С

Состав смеси, доли		Добавки, %		Массовая доля воды в смеси, %	Условия опыта		Срок схватывания T_c , мин	Время загустевания T_z , мин	T_c/T_z
Цемент	Гипан	ССБ	Хромпик		t , °С	p , МПа			
1	—	—	—	50	60	30	120	81	1,48
3	1	—	—	76	60	30	130	128	1,02
1	—	0,6	0,30	38	90	45	420	160	2,63
3	1	0,7	0,35	71	90	45	130	41	3,17
* До растекаемости 19—20 см.									

В целях снижения плотности тампонажных растворов эффективно введение в них значительного объема воды. Водоцементное отношение при этом составляет единицу и более. Для удержания воды и предупреждения седиментации твердой фазы в растворе вводят структурообразователи, в первую очередь глину (лучше бентонитовый порошок). Для удержания больших количеств воды применяют тонко измельченные опоку, трепел и другие материалы. Высокомолекулярные органические добавки типа КМЦ также приводят к резкому повышению седиментационной устойчивости тампонажных растворов.

Лучших результатов можно достичь комбинированной обработкой тампонажных растворов, когда в них вводят глины и высокомолекулярные добавки, что приводит к снижению механической прочности цементного камня и удлинению сроков схватывания (время загустевания при этом может уменьшиться).

Механические свойства тампонажного камня. Интегральным показателем качества цементного камня считают механическую прочность. Применительно к разобращению пластов, проходимых скважиной, такое мнение не всегда обоснованно. Весьма важно обеспечить получение непроницаемого коррозионно-стойкого камня, формирующегося без усадки.

При высоких температурах и давлениях шлакопесчаные растворы твердеют, набирая прочность, в значительном диапазоне температур. Для каждой температуры существуют оптимальные значения удельной поверхности шлака, при которых шлаковый камень имеет максимальную прочность. Чем выше температура, тем более глубокого помола должен быть шлак. При температуре 130 °С оптимальная удельная поверхность шлака 3000 – 3500 см²/г.

Добавки кварцевого песка естественной крупности при температуре до 130 °С и давлении 40 МПа существенно изменяют механическую прочность шлакового камня двухсуточного возраста. В этом случае песок выполняет роль наполнителя, так как в таких условиях он медленно вступает в химическое взаимодействие с продуктами гидратации шлака. Положительное влияние песка естественной крупности при этой температуре проявляется при более длительных сроках твердения камня.

Газоводопроницаемость портландцементного раствора и камня. На проницаемость портландцементных образцов первостепенное влияние оказывает температура. Давление при пониженных температурах способствует понижению проницаемости образцов, при высоких температурах — не оказывает влияния либо несколько повышает ее.

Значительно влияет на изменение проницаемости цементного камня водоцементное отношение. Изменение проницаемости цементных образцов односуточного возраста из цемента Карадагского завода при различных условиях с переменным водоцементным отношением приведено в табл. 12.11.

Проницаемость шлакопесчаных камней, твердеющих при температурах более 120 °С, снижается до нуля с течением времени, а проницаемость твердеющих при 140 °С и выше уже через 1 сут приближается к нулевой.

Только применение кварцевых (SiO₂) добавок способствует снижению проницаемости портландцементного камня, твердевшего при высоких температурах и давлениях, до значений, близких к нулю.

Сцепление цементного камня со стенкой скважины и обсадными трубами. Качественную изоляцию продуктивных горизонтов и крепление

Таблица 12.11

Влияние водоцементного отношения на коэффициент проницаемости цементного камня

В/Ц, %	Коэффициент проницаемости, мкм ²			
	$t = 75\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 10\text{ МПа}$	$t = 110\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 30\text{ МПа}$	$t = 150\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 40\text{ МПа}$	$t = 175\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 50\text{ МПа}$
40	0,00	0,07	4,50	—
50	0,61	1,72	32,4	49,8
60	1,47	5,26	—	71,0

стенки скважин часто связывают со сцеплением твердеющего цементного раствора и камня с породами, составляющими разрез скважины, и металлом обсадных труб, что не совсем верно. Однако одним из важнейших (и труднейших) вопросов остаются нормы и требования к этому параметру.

Процессы взаимодействия цемента с металлом и породой сложны. Они определяются как физико-химическими свойствами цемента, природой металла и пород, адгезией, химическим родством, так и условиями твердения цементного раствора.

Рентгеновский анализ позволил установить, что в контактном слое цемента с железом происходят реакции, сопровождающиеся образованием полукальциевого феррита, благодаря уплотнению и старению которого с течением времени сцепление возрастает.

Для оценки сцепления¹ применительно к условиям работы цементного кольца в скважине при удержании им колонны, очевидно, приемлемым является метод выдавливания стального стержня из цементного образца, так как колонна также стремится сдвинуться вниз относительно цементного кольца.

Тепловыделение при гидратации тампонажного цемента. Определенную роль в изменении теплового режима скважины в период ОЗЦ играют тепловыделение тампонажного материала и его теплофизические свойства. Колебания температуры в гидратирующем цементе обусловлены физико-химическими превращениями, которые характеризуют интенсивность реакций, их глубину и физическое состояние системы.

Количество теплоты, выделяемой 1 кг цемента при схватывании и твердении при температуре 18 °С, составляет от 6,3 до 20,9 кДж/ч. Максимум температуры отмечается через 10–13 ч после затворения.

В условиях теплообмена с окружающей средой абсолютное значение колебаний температуры в период ОЗЦ в реальной скважине зависит не только от тепловыделения и теплофизических свойств тампонажного материала, но и от его количества на единицу длины ствола (с учетом замещения бурового раствора), распределения его по кольцевому пространству и условий взаимодействия с пластами.

Термохимические свойства тампонажных цементов существенно зависят от состава и тонкости помола цемента, содержания и химико-минералогического состава наполнителей, химических реагентов и их количества, водоцементного отношения, условий твердения тампонажного раствора и др. С достаточной для практики точностью принимается, что количество теплоты, выделяющейся при твердении тампонажного раствора, пропорционально массе образовавшихся в результате гидратации продуктов.

¹ Под сцеплением понимаем (применительно к условиям работы цементного кольца в скважине) одновременное действие всех сил, удерживающих стержень цементным кольцом.

Весьма пониженным тепловыделением отличаются шлакопортландцементы, причем скорость тепловыделения определяется свойствами (активностью, тонкостью помола и т.д.) как портландцемента, так и шлака, а также совместным их влиянием на эффект тепловыделения (Ф.М. Ли).

Чем активнее добавка, тем меньше снижается экзотермический эффект.

Пластифицирующие добавки создают препятствия для проникновения воды к цементным частицам в начале процесса, в результате чего замедляется процесс гидратации цемента.

Существенное влияние на скорость тепловыделения оказывают температурные условия твердения цементного раствора.

Седиментационные процессы в цементном (тампонажном) растворе. Значительное количество воды, принятое (50 %) для затворения тампонажных цементов, приводит к некоторым чрезвычайно нежелательным последствиям для герметизации заколонного пространства и разобщения пластов.

После продавливания в заколонное пространство тампонажный раствор можно представить как систему, состоящую из огромного числа различных по форме и размерам частиц, покрытых сольватными оболочками и соединенных между собой в пространственную структурную решетку некоторыми прочностными связями.

С течением времени при твердении цементного раствора поровое давление снижается. Это подтверждается лабораторными и промышленными исследованиями. Процесс снижения порового давления тампонажного раствора, наблюдаемый на стендах, описывается исследователями качественно.

В общем случае сразу же после продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство прочностные связи между частицами слабы. Твердая фаза раствора находится во взвешенном состоянии и оказывает давление на поровую жидкость. Это состояние неустойчивое, и система стремится к равновесию. Твердые частицы под действием силы тяжести стремятся седиментировать. Но в отличие от зерен кварцевого песка при его малой концентрации в воде смоченные и начавшие гидратировать частицы цемента оседают, цепляясь друг за друга (флокулы), стенки скважины и обсадной колонны.

Седиментация в тампонажных растворах подчиняется не закону Стокса (как в случае седиментации, например, кварцевого песка), а законам течения в капиллярно-пористых телах (Ф.М. Ли).

Высокая водоотдача, седиментационная неустойчивость тампонажных растворов являются причиной образования каналов в заколонном пространстве, заполненных вначале водой затворения и затем освобождающихся от нее за счет действия эффекта контракции.

Водоотдача (фильтрация) — движение фильтрата тампонажного раствора через проницаемую перегородку под действием перепада давления. Скорость фильтрации прямо пропорциональна перепаду давления около фильтровальной перегородки и обратно пропорциональна сопротивлению, испытываемому жидкостью при движении через перегородку и слой образовавшегося осадка.

В реальных процессах фильтрации, к которым относят фильтрацию тампонажных растворов, наблюдаются и закупорка пор, и образование осадка.

Для тампонажных растворов водоотдача с течением времени затухает. Однако она очень велика в начальной стадии, поэтому необходимо стремиться уменьшить ее до момента, когда раствор будет обладать некоторой структурой определенной прочности, способной удерживать воду. Тампонажные растворы в процессе фильтрации образуют несжимаемые и сжимаемые осадки.

Большое влияние на процесс фильтрации оказывает вязкость дисперсионной среды. Чем меньше вязкость, тем интенсивнее процесс фильтрации.

Процесс водоотдачи тампонажного раствора отличается большой сложностью и зависит от многих причин. Прежде всего на водоотдачу влияет удельное сопротивление фильтрационной корки.

Существенное снижение водоотдачи тампонажных растворов обеспечивается их химической обработкой. Перемешивание и абсолютное давление оказывают существенное влияние на водоотдачу тампонажного раствора, снижая ее.

Водоотдача растворов на базе доменного шлака имеет ту же направленность изменения.

Контракционный эффект при твердении тампонажных растворов.

При гидратации цемента сокращается физический (абсолютный) объем системы цемент — вода вследствие образования продуктов, обладающих меньшим физическим объемом, чем сумма физических объемов исходных веществ. Это явление получило название контракции (стяжения объема).

Применительно к решению проблемы газопроявлений при креплении скважин внимание привлекает изучение внешнего эффекта контракции — разрежение в твердеющем цементном растворе — камне, т.е. при затвердевании цементный раствор — камень развивает вакуум, что является причиной засасывания флюида.

С увеличением температуры контракция возрастает, особенно в первой ее стадии. В дальнейшем скорость контракции стабилизируется.

Установлено, что с увеличением температуры за равные промежутки времени количество поступающей в цементный раствор воды возрастает.

Введение добавок-наполнителей влияет на величину создаваемого цементным раствором вакуума. Вводимая добавка замещает часть цемента, на единицу объема цементного раствора снижается количество поглощаемого газа (воды), и, следовательно, уменьшается абсолютное значение вакуума, что и может быть учтено при регулировании указанного явления.

В растворе, состоящем из 1220 кг цемента и 1 м³ воды, контракция составляет до 98 л/м³.

Развитие с течением времени контракционного эффекта способствует извлечению из бурового раствора избыточной, не участвующей в устойчивом обменном комплексе воды. Буровой раствор и корка обезвоживаются, и создаются благоприятные условия для образования каналов.

Известно, что буровой раствор или фильтрационная корка, находящаяся в контакте с цементным раствором во время его твердения, превращаются, как правило, в камнеподобное тело. При погружении его в воду не происходит набухания, оно практически не поглощает воды, оставаясь расстресканной твердой массой с многочисленными каналами.

За определенный отрезок времени количество поглощенной воды цементами из фильтрационной корки (раствора) при высоких темпе-

ратурах (100–125 °С) в несколько раз больше, чем при нормальных температурных условиях, так как происходит более глубокая гидратация цемента.

Установлено, что каналы в фильтрационной корке (растворе) образуются значительно раньше полного ее обезвоживания. Тем не менее процесс поглощения воды твердеющим цементным раствором из бурового раствора и через него будет продолжаться, а каналы дадут возможность проникать газу из пласта. Пристеночный, контактирующий с металлом слой бурового раствора обезвоживается, превращаясь в трещиноватую высокопроницаемую массу под действием вакуума, создающегося во время твердения цементного камня. С ускорением процесса (при повышении температуры) эффект контракции цемента проявляется более интенсивно.

К мероприятиям, понижающим интенсивность образования каналов и обезвоживания бурового раствора и корки, относят следующие: применение тампонажных материалов с пониженным контракционным эффектом (шлаки, органоминеральные и органические композиции), в том числе и портландцементов с уменьшенным содержанием алюминатных фаз и других составов; использование наполнителей в тампонажных растворах, снижающих общий эффект контракции материала в результате уменьшения содержания вяжущего в единице объема; применение специальных или буферных жидкостей перед цементным раствором, отверждающих фильтрационную корку; использование химреагентов, снижающих величину или скорость прохождения контракционного эффекта в тампонажном растворе — камне. Однако кардинальным мероприятием, предупреждающим образование каналов в невытесненном буровом растворе и корке, является полное замещение бурового раствора цементным.

МАТЕРИАЛЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Одним из основных этапов заканчивания скважин является цементирование скважин с использованием тампонажных цемента.

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют *тампонажным*.

Тампонажные растворы применяют для разобщения пластов в самых различных геолого-технических условиях: от –15 до +250 °С и от 1,5 до 200 МПа в каналах заколонного пространства размером от нескольких миллиметров до 0,5 м, в каналах длиной от нескольких сотен до нескольких тысяч метров при наличии самых разнообразных пород в разрезе скважины, представленных относительно инертными в химическом отношении породами и легко растворимыми солями, прочными или рыхлыми, подверженными гидроразрывам и разрушениям других видов.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства. Нужны растворы, изготавливаемые из разных цементов и обрабатываемые химическими реагентами при использовании различных технологических схем приготовления.

Тампонажные цементы, из которых изготавливают тампонажные растворы, можно классифицировать по следующим признакам: вещественному составу, температуре применения, плотности тампонажного раствора, устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод, линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

1. По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяют на группы: 1 — без добавок, 2 — с добавками.

2. По температуре применения ($^{\circ}\text{C}$) тампонажные цементы подразделяют на группы: 1 — для низких температур (ниже 15); 2 — для нормальных температур (от 15 до 50); 3 — для умеренных температур (от 50 до 100); 4 — для повышенных температур (от 100 до 150); 5 — для высоких температур (от 150 до 250); 6 — для сверхвысоких температур (выше 250); 7 — для циклически меняющихся температур.

3. По плотности тампонажного раствора (кг/м^3) тампонажные цементы делят на группы: 1 — легкие (ниже 1400); 2 — облегченные (1400–1650); 3 — нормальные (1650–1950); 4 — утяжеленные (1950–2300); 5 — тяжелые (выше 2300).

4. По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяют на группы: 1 — устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам; 2 — устойчивые к сульфатным и хлоркальциево-натриевым водам; 3 — устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам; 4 — устойчивые к магниезальным водам; 5 — устойчивые к полиминеральным водам.

5. Кроме того, применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения используют воду с солями (до насыщения), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

Тампонажный портландцемент. Тампонажный цемент представляет собой продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и т.д.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс, кероген-Т и пр.) добавок, после затворения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делят на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, белитокремнеземистый цемент, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция CaO с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать и длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO_2 приводит к некоторому уменьшению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

Увеличение количества оксида железа в цементе приводит к замедлению процессов схватывания тампонажных растворов и снижает раннюю прочность цементного камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды.

При обжиге оксидов до температуры спекания (около 1450 °С) они, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

К минералам-силикатам относят трехкальциевый $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ и двухкальциевый $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ силикаты.

К минералам-плавням относят следующие соединения: трехкальциевый алюминат $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$, пятикальциевый триалюминат $5\text{CaO}\cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3$, однокальциевый алюминат $\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$, четырехкальциевый алюмоферрит $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$, однокальциевый феррит $\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{C}_3$, двухкальциевый феррит $2\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$, минерал Торопова $46\text{CaO}\cdot 16\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 7\text{Fe}_2\text{O}_3$.

Кроме минералов в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Содержание этой массы составляет 5—12 %. Стекло состоит в основном из незакристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащегося в клинкере оксида магния.

К важнейшим минералам относят алит и белит. Белит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$). Промежуточное вещество состоит в основном из целита (алюмоферрит кальция) и заполняет промежутки между кристаллами алита и белита.

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими минералами, к которым относят: трехкальциевый силикат $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2(\text{C}_3\text{S})$, двухкальциевый силикат $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2(\text{C}_2\text{S})$, трехкальциевый алюминат $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3(\text{C}_3\text{A})$, четырехкальциевый алюмоферрит $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{C}_4\text{AF})$.

При производстве тампонажных портландцементов применяют активные минеральные добавки к вяжущим веществам. Согласно ОСТ 21-9—81, активными минеральными добавками называют вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Специальные тампонажные цементы. Широкое разнообразие геологотехнических условий в отечественной практике бурения и крепления скважин вызывает необходимость разработки специальных тампонажных цементов, к которым относят *шлакопесчаные цементы*.

Роль вяжущего материала в шлакопесчаных цементах исполняет шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а роль замедлителя — кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Доменные шлаки, давно применяемые в строительной практике, по химическому составу приближаются к портландцементному клинкеру, отличаясь от него обычно меньшим содержанием оксида кальция.

В настоящее время в строительной промышленности существует несколько видов вяжущих материалов на базе доменных шлаков. Эти шлаки,

как основные, так и кислые, применяют в цементной промышленности главным образом в гранулированном виде.

Свойства шлаковых цементах существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100 °С и более процессы схватывания и твердения интенсифицируются, и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочные камни, очень стойкие в агрессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

Доменный шлак — это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном — комовой. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой. Медленно охлаждаемый шлак успевает до некоторой степени закристаллизоваться, и его гидравлические свойства снижаются.

Химико-минералогический состав шлака и способ его охлаждения определяют физико-химические свойства шлаковых цементах, сроки схватывания, подвижность, плотность, механическую прочность и т.д. Глинозем Al_2O_3 считается весьма ценной составной частью шлаков, кремнезем SiO_2 ухудшает гидравлические свойства шлаков, магнезия MgO благоприятно влияет на гидравлические свойства и заменяет известь. Избыточное количество MgO вызывает увеличение объема камня.

Механическая прочность образцов зависит от количества вводимого песка. Все шлакопесчаные смеси двухсуточного возраста имеют более высокую прочность, чем чисто шлаковые. Прочность шлакопесчаных смесей наиболее велика в случае введения 20—40 % песка.

В условиях действия температур до 200 °С и давлений 50—70 МПа для получения шлакопесчаных растворов со сроками схватывания, приемлемыми для практики цементирования глубоких скважин, содержание песка следует увеличить до 30—70 %.

Шлакопортландцементы. Для успешного использования шлаковых и шлакопесчаных цементах при температурах ниже 100 °С необходимо вводить интенсификаторы твердения, к которым относят портландцемент. В табл. 12.12 приведены данные об изменении сроков схватывания шлаковых растворов с разным содержанием тампонажного портландцемента.

Механическая прочность смесей приведенных составов изменяется в зависимости от количества вводимого портландцемента. Сроки схватывания шлакопортландцементного раствора несколько замедленнее сроков схватывания растворов из портландцемента. С увеличением дозировки портландцемента проницаемость шлакопортландцементных образцов уменьшается.

Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсификации процессов твердения шлаковых растворов. Шлакопортландце-

ментные растворы без предварительного анализа в лаборатории применять нельзя, если забойная температура превышает 90 °С. Сроки схватывания этих смесей регламентируются в основном сроками схватывания портланд-цемента и наступают, как правило, очень быстро.

Шлакопортландцементные образцы при твердении в условиях действия температуры 75 °С с возрастом увеличивают механическую прочность, если в смесь введено до 60 % портландцемента (табл. 12.13).

Номенклатура специальных тампонажных цемента. На базе успешного промышленного опыта применения различных цемента предложена классификация тампонажных материалов (рис. 12.19).

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШЩС-200. Первый отличается от второго повышенной активностью за счет добавки портланд-цемента.

Утяжеленные цементы подразделяют в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению их делят на утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УЩЦ1-120, УЩЦ-2-120, УЩЦ1-200, УЩЦ2-200).

Шифр цемента: ШПЦС — шлакопесчаный цемент совместного помола, УЦГ — утяжеленный тампонажный цемент, УЩЦ — утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 или 2) после буквенного обозначения ука-

Таблица 12.12

Изменение сроков схватывания шлакопортландцементных смесей при температуре 22 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Срок схватывания, ч – мин	
Шлак	Цемент	Вода	Начало	Конец
1000	0	29	60 – 00	64 – 00
90	10	29	6 – 50	8 – 00
80	20	29	6 – 50	7 – 40
70	30	30	6 – 40	7 – 40
50	50	30	6 – 00	7 – 10
30	70	46	5 – 25	6 – 50
10	90	40	5 – 00	6 – 35
0	100	40	5 – 00	6 – 35

Таблица 12.13

Физико-механические свойства шлакопортландцементных образцов, твердеющих при температуре 75 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Предел прочности при изгибе/сжатии, МПа, образцов, выдержанных в течение	
Шлак липецкий	Портландцемент	Вода	2 сут	10 сут
100	0	42	—	2,4/8,5
90	10	42	2,3/4,7	2,7/11,7
80	20	43	3,5/15,2	5,2/16
70	30	44	4,6/16,9	5,6/20,2
60	40	44	5,3/20,9	6/20,7
50	50	43	5,9/22,1	6,3/22,1
40	60	42	6/22,3	6,9/23
30	70	41	7,4/27,9	7,2/—
20	80	40	8,9/30,9	8,1/33,5
10	90	38	8,9/37,4	6,3/30,2
0	100	35	10/41,9	—

Таблица 12.14

Физико-механические свойства раствора и камня из специальных цементов

Марка цемента	Добавка замедлителей, % (от массы цемента)			Водоцементное отношение	Растекаемость, см	Плотность, г/см ³	Условия испытания		Срок схватывания, сут		Предел прочности через 2 сут, МПа	
	ССБ	Гипан	Хромпик				Температура, °С	Давление, МПа	Начало	Конец	при изгибе	при сжатии
ШПЦС-120	—	—	—	0,43	18—20	1,8—1,82	40	—	7—9	9—13	1,5—2,5	3—6
	0,05—0,1	—	0,05—0,1		18—22	1,8—1,82	80	30	3—5	5—9	2,5—4	6—10
	0,15—0,3	—	0,15—0,3		20—23	1,78—1,81	120	40	3—6	5—9	3—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,6		22—24	1,78—1,81	160	60	4—6	5—8	5—7	15—25
ШПЦС-200	—	0,15	0,15	0,4	20—22	1,8—1,82	160	60	4—6	5—8	4—6	13—20
	0,1	—	0,1		18—21	1,81—1,82	100	30	3—5	5—8	2—3	4—6
	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	1,78—1,81	160	60	3—6	5—8	5—6	12—16
	—	0,2—0,3	0,1—0,3		20—22	1,8—1,82	160	60	4—7	6—10	4—5	10—15
	—	0,5—0,6	0,3—0,5		20—22	1,8—1,82	220	70	4—7	6—10	5—8	15—25
	—	0,5—1	0,5—1		20—22	1,8—1,82	235	180	4—7	6—10	5—9	15—30
	—	0,6—1	0,5—1		20—22	1,8—1,82	250	100	3—5	6—9	6—10	25—35
	—	—	—		20—21	2,1—2,12	20	—	6—10	9—13	1,5—2	3—5
УЦГ-1	0,1—0,3	—	—	0,35	21—23	—	75	20	4—7	6—10	2,4—4,5	6—11
	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	100	40	3—5	5—8	4—5	10—12
УЦГ-2	—	—	—	0,33	19—21	2,2—2,23	20	—	6—10	9—13	1,5—2	3—5
	0,1—0,3	—	—		21—23	—	75	20	4—7	6—10	2,5—4,5	6—11
УШЦ1-120	0,3—0,4	—	0,3—0,4	0,34	22—24	—	100	40	3—5	5—8	4—5	10—12
	—	—	—		19—20	2,1—2,13	40	—	6—8	9—12	1,5—2,5	3—5
	0,05—0,1	—	—		20—21	—	80	20	3—5	5—8	3—4	6—10
	0,15—0,3	—	0,15—0,3		21—23	—	120	40	3—6	5—9	3,0—5	8—14
УШЦ2-120	0,4—0,5	—	0,4—0,8	0,32	22—24	—	160	70	4—6	5—8	5,0—7	15—25
	—	0,15	0,15		20—23	—	160	70	4—6	5—8	4,0—6	12—20
	—	—	—		19—20	2,2—2,22	40	—	6—8	9—12	1,5—2,5	3—5
	0,5—0,1	—	—		20—21	—	80	20	3—5	5—8	2—4	6—10
	0,1—0,3	—	0,1—0,3		21—23	—	120	40	3—6	5—9	3—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24	—	160	70	4—6	5—8	5—7	15—25
УШЦ1-200	—	0,1—0,15	0,1	0,34	20—22	—	160	70	4—6	5—8	4—6	12—20
	0,1	—	0,1		20—21	2,1—2,12	100	20	3—5	5—8	2—3	4—6
	0,1—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	160	60	3—6	5—8	5—6	12—16
	—	0,1—0,25	0,1—0,15		20—22	—	160	60	4—7	6—10	4—5	10—14
	—	0,5—0,6	0,6—0,6		20—22	—	220	80	4—7	6—10	5—6	13—20
	—	0,6—1	0,5—1		20—22	—	250	100	3—5	6—9	6—8	18—25
УШЦ2-200	0,1	—	0,1	0,32	20—21	2,2—2,22	100	20	3—5	5—8	2—3	4—6
УШЦ-200	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	160	60	3—5	5—8	5—6	12—16
	—	0,2—0,3	0,1—0,3		20—22	—	160	60	4—7	6—10	4—5	10—14
	—	0,6—1	0,6—1		20—22	—	220	80	4—7	6—10	5—6	13—25
	—	0,6—1	0,6—1		20—22	—	250	100	3—5	6—9	6—8	13—25

ре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УШЦ1-200 — при 200 °С и давлении 60 МПа, цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Специальные тампонажные цементы изготавливают совместным измельчением вяжущей основы, утяжеляющей, активизирующей и других добавок или отдельным измельчением с последующим смешением указанных компонентов.

Специальные цементы отличаются от применяемых в настоящее время тампонажных смесей однородностью гранулометрического состава, повышенными физико-механическими свойствами, высокой термостойкостью; при их использовании исключается необходимость приготовления сухой смеси в промысловых условиях.

Физико-механические свойства раствора и камня из этих цемента приведены в табл. 12.14. Для регулирования сроков схватывания, кроме указанных, можно применять следующие известные замедлители: ОЭДФ, НТФ, КМЦ, СКВ, ВКК, нитролигнин, гуматы, дубители, окзил, КССБ, Л-6, Л-7 и др. Цементы затворяют пресной или слабоминерализованной водой при цементировании в обычных отложениях или насыщенным раствором хлорида натрия в соленосных отложениях. При затворении цемента на насыщенном растворе поваренной соли плотность раствора увеличивается примерно на 0,1 г/см³.

Газопроницаемость камня из специальных цемента при температуре твердения от 20 до 100 °С не превышает $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перед каждым цементированием проводят лабораторные испытания проб цемента для уточнения рецептуры тампонажного раствора.

Разработаны облегченные шлаковые магнезиальные цементы. В качестве вяжущего вещества использован доменный основной шлак Константиновского завода, облегчающая добавка — палыгорскит. Цемент ОШЦ-200 — это смесь шлака с палыгорскитом в соотношении 4:1, ОШЦ-120 — та же смесь с добавкой 1,5 % портландцемента к массе смеси. Пределы прочности камня, хранившегося в растворе хлорида магния, из цемента ОШЦ-200 и ОШЦ-120 приведены ниже:

Время твердения образца, сут	2	3	90	180	270	360
Предел прочности при сжатии, МПа, образцов цемента:						
ОШЦ-120	0,7	7,4	8,6	9,5	9,8	13,1
ОШЦ-200	0	2,6	4,7	4,9	5,7	6,4

Облегченные шлаковые цементы на основе гранулированного доменного шлака и палыгорскита устойчивы к магнезиальной коррозии, термостойки. Их можно рекомендовать для изоляции соленасыщенных водоносных горизонтов, а также отложений бишофита и карналлита в нефтяных и газовых скважинах при высоких температурах и давлениях. Для повышения начальной прочности цементного камня и регулирования сроков схватывания раствора рекомендуется увеличить количество портландцемента до 5—10 % и ввести жидкость затворения КМЦ-500 в количестве 0,3—0,5 % от массы сухой смеси. В качестве среды затворения может быть рекомендован насыщенный раствор хлорида магния.

ХАРАКТЕРИСТИКА ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ (ПО ГОСТ 1581–95, ОСТ И ТУ)

Для испытания физико-механических свойств тампонажного портландцемента применяют цементное тесто, приготавливаемое с водоцементным отношением 0,5.

Предел прочности при изгибе образцов-балочек, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение 2 сут должен соответствовать значениям: не менее 2,7 МПа — для низких и нормальных температур и не менее 3,5 МПа — для умеренных температур (но через 24 ч твердения).

Растекаемость цемента по конусу АзНИИ должна быть не менее 18 см.

Сроки схватывания растворов после затворения тампонажных цементов должны быть следующими: начало схватывания — не ранее 2 ч для низких и нормальных температур и 1 ч 45 мин для умеренных температур; конец схватывания — не позднее 10 и 5 ч соответственно.

13

ГЛАВА

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ (ГАЗА) И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Вскрытие продуктивных пластов проводят дважды: первичное — в процессе бурения, вторичное — перфорацией после крепления скважины эксплуатационной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах — одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

13.1. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу благодаря энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из нее, пробивают препятствие. В перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ длина ствола, в котором пули разгоняются под давлением пороховых газов, очень ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из отверстия ствола недостаточна для получения в породе каналов большой длины. Новыми среди пулевых перфораторов являются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых пули разгоняются по стволам значительной длины, размещенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 мм против 60–70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов,

а скорость пули на выходе из дула достигает 900—1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4—5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, то кинетическая энергия, которую получает пуля на выходе из ствола, больше в 10 раз. Благодаря этому указанные перфораторы имеют пробивную способность, которую можно сравнить с пробивной способностью кумулятивных перфораторов такого же поперечного размера при отстрелах в породах средней прочности.

Для вторичного вскрытия применяют пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (диаметры 90, 73, 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. В перфораторах типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравнивания сил реакции парные стволы идут от общих пороховых камер навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по противоположным направлениям. В одноканальном многосерийном перфораторе ПВК70 ствол проходит вдоль оси перфоратора, и в нем используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Длина канала, пробиваемого пулей в породе средней прочности, составляет 140 мм для ПВН90 и ПВН90Т, 180 мм для ПВТ73 и 200 мм для ПВК70. Пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, длина каналов в породах низкой и средней прочности, создаваемых пулевыми перфораторами, больше длины каналов, создаваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности (50 МПа) — наоборот, меньше. Поэтому целесообразнее применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, составленных слабосцементированными, непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию при вхождении в породу пули эффективность вскрытия во многом зависит от числа и длины трещин.

С этой точки зрения большее предпочтение пулевым перфораторам следует отдавать при вскрытии сыпучих пород. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше кумулятивного корпусного, применение его нежелательно (при качественном цементировании обсадной колонны), при наличии близких водоносных горизонтов. Следует также учесть, что продуктивность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными, так как за один спуск они могут вскрыть лишь до 2—3 м пласта с плотностью до пяти отверстий на 1 м.

13.2. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных к поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации

части заряда, называемые *активной частью* и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется *кумулятивной струей*. Если углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки.

Имея очень высокую скорость в главной части (6–8 км/с), при ударе о твердую перегородку струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются. Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перегородку составляет 20–30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400–600 раз меньше.

По гидродинамической теории кумуляции (М.А. Лаврентьев и Г.И. Покровский), длина пробитого канала I_k в перегородке не зависит от механической прочности материала перегородки, а определяется только соотношением плотностей материалов струи ρ_c и перегородки ρ_n :

$$I_k = I_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_n} \right)^{1/2}, \quad (13.1)$$

где I_c — длина кумулятивной струи, для большинства зарядов равная длине образовавшегося кумулятивного углубления.

Таким образом, длина канала в перегородке при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности перегородки, благодаря чему кумулятивные перфораторы можно применять для вскрытия пластов с наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте носит следующий характер. При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит лишь 10 % ее массы. Остальная ее часть формируется в стержне сигароподобной формы — *песте*, который движется со скоростью около 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем главная часть струи, пест может застрять в уже образовавшемся канале и частично или даже полностью закупорить его. Около 15 % всех перфорационных каналов полностью закупорены застрявшим в обсадной колонне пестом.

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимое условие — отсутствие в кумулятивной полости заряда любой жидкости, иначе от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие.

В связи с этим кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем размещения их в индивидуальные герметические оболочки (бескорпусные перфораторы) или в общие герметические корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы обеспечивают наименьшее нежелательное воздействие на обсадную колонну и затрубное цементное кольцо, так как основную часть энергии взрыва заряда воспринимает корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфораторы делят на корпусные многоразового (ПК) и корпусные одноразового (ПКО) использования.

В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и многократные взрывные нагрузки, поэтому толщина

его должна быть больше, чем в перфораторах типа ПКО. Это приводит к тому, что при одних и тех же габаритах перфораторов в ПК масса заряда меньше, чем в ПКО. Из перфораторов типа ПК наиболее распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО89, ПК073.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорять проведение прострелочно-взрывных работ, так как за один спуск перфоратора может быть вскрыто 30 м пласта. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно выполнять вторичное вскрытие пластов, спуская их внутрь насосно-компрессорных труб. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно больше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединяющих деталей, наличие которых позже может привести к осложнениям при эксплуатации скважины.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах наиболее распространены перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80,

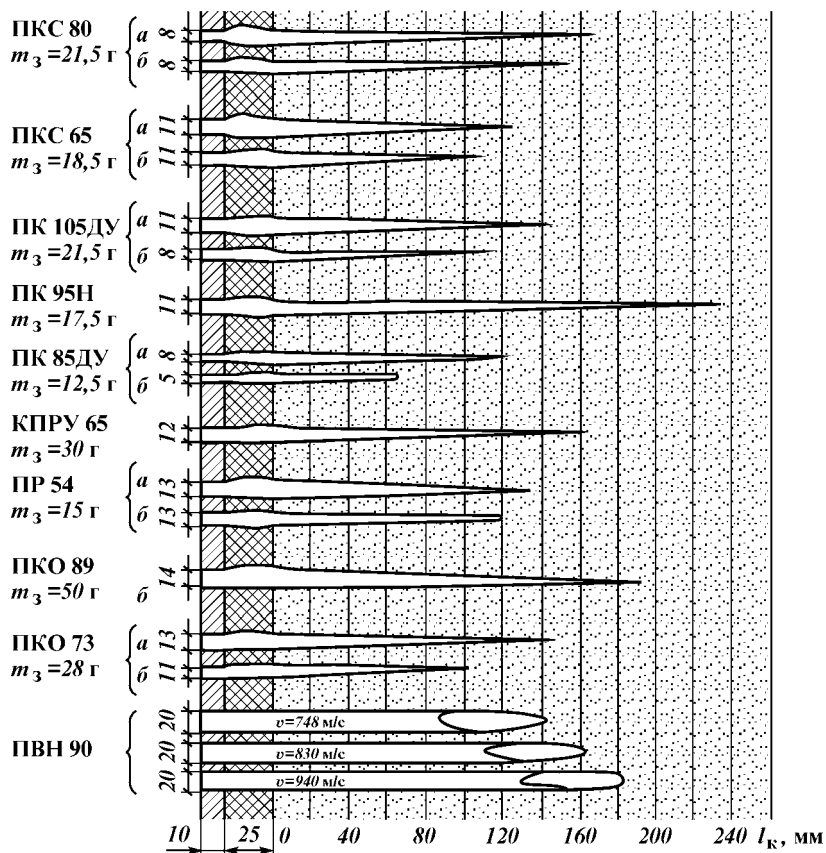


Рис. 13.1. Размеры перфорационных каналов при давлении атмосферном (а) и 30 МПа (б)

Таблица 13.1

Классификация кумулятивных перфораторов

Класс	Тип	Марка	Особенности
Корпусные	Многоразового использования	ПК ПК-10×4 ПКДУ ПKN	С зарядами в бумажных оболочках Четырехстороннего действия С повышенной термобаростойкостью С зарядами повышенной пробивной способности и проходимости в цинковых оболочках
	Одноразового использования	ПКО ПКОТ ПКОС ПKN ПНКТ	Секционные с корпусной трубой С опорными трубами и повышенной термобаростойкостью С опорными втулками Спускаются на НКТ То же с повышенной термобаростойкостью
Бескорпусные	Частично саморазрушающиеся	ПКС	С зарядами в стеклянных оболочках
	Ленточные	ПКС-Т	С зарядами в стеклянных упрочненных или стальных оболочках (с повышенной термобаростойкостью)
	Штанговые	ПРВ	Для водяных скважин большого диаметра
	Полностью разрушающиеся нераскрываемые Полностью разрушающиеся раскрываемые	ПРГ КПРУ ПР ПКР	То же для газовых скважин С зарядами в алюминиевых оболочках, усовершенствованные То же с вмонтированной системой детонации, спускаются через НКТ или бурильные трубы с минимальным внутренним диаметром 50 – 62 мм

Таблица 13.2

Области применения стреляющих перфораторов

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
Корпусные кумулятивные	Многоразового использования	ПК, ПКДУ, ПKN, ПК-10×4	Вскрытие пластов: 1) сравнительно небольшой толщины на средних глубинах; 2) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 3) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 4) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяют
	Одноразового использования	ПКО ПКОТ, ПКОС ПКОС-38, ПКОС-48	Вскрытие пластов: 1) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 3) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются Вскрытие пластов большой толщины на средних глубинах Вскрытие пластов на больших глубинах при значительных давлениях Прострел бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб при необходимости восстановления циркуляции жидкости в скважине

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
Корпусные кумулятивные	Многоразового использования с зарядами четырехстороннего действия	ПНК, ПНКТ ПК103-10×4 ПК85×10×4	Вскрытие пластов при созданной депрессии на пласт и герметизированном устье скважины (без применения кабеля и лубрикаторов) Прострел густой сетки отверстий в обсадной колонне при проведении изоляционных работ в скважине
Бескорпусные кумулятивные	Частично разрушающиеся: ленточные штанговые С поднимающимся каркасом Полностью разрушающиеся Полностью разрушающиеся: нераскрывающиеся раскрывающиеся	ПКС, ПКС-Т ПРВ, ПРГ ПКС, ПКС-Т КПРУ, ПР ПКР	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями Вскрытие пластов: 1) мощных; 2) когда нежелательно оставлять в скважине стекла оболочек, зарядов и другие детали перфораторов Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения обсадной колонны и затрубного цементного камня); 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями Прострел бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в целях восстановления циркуляции жидкости в скважине
Пулевые	С вертикально-криволинейными стволами С горизонтальным размещением стволов	ПВН, ПВК, ПВТ АПХ, ППМ, ПБ	Вскрытие пластов: 1) представленных малопроницаемыми породами ниже средней прочности; 2) с сильно загрязненной призабойной зоной Вскрытие пластов: 1) представленных слабосцементированными песчаниками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (в отсутствие заполненных цементом каверн); 2) вскрытие после прострела стенок скважины кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твердости, особенно перед ГРП, солянокислотной обработкой (так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями)
Торпедные	С горизонтальным размещением стволов залпового действия	ТПК, ТПМ	Вскрытие пластов, составленных малопроницаемыми породами средней прочности, в которых целесообразно создать каверны и трещины в целях повышения проницаемости приквасинной зоны пласта

Таблица 13.3

Техническая характеристика стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Показатель	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО98	ПКОТ73, ПКОТ879	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е'')	120	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	70 180; 200	(сталь Е'') 180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	—	—	—	20 (ЗПКО73) 10 (ЗПКО73Е) 20 (ЗПКО89) 10 (ЗПКО89Е)	40 50	10 10	—	—	—
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	$\frac{1}{1-2}$	1—3	1—3	1—3	1—3	1—3	$\frac{1}{1-2}$	1—2	1—3
Репрессия («+»)	+		+	+	+	+	—	—	+
Депрессия («-»)			—				+	+	
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) $\frac{20 (100 \text{ }^{\circ}\text{C})^*}{45 (100 \text{ }^{\circ}\text{C})^*}$ 15 (100 °С) $\frac{10}{6 (ЗПКО89)}$ 10 (ЗПКО89Е)*	40 (100 °С) $\frac{20 (100 \text{ }^{\circ}\text{C})}{30 (100 \text{ }^{\circ}\text{C})^*}$ 15 (100 °С) 10	100*	100	300	12 10
Максимальная плотность перфорации за спуск, число отверстий на 1 м	12	12	6			6 11 6	10	8	2

Продолжение табл. 13.3

Показатель	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО98	ПКОТ73, ПКОТ879	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9	25 20

* Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ устанавливают в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

** Комбинированная мишень состоит из стальной (Ст3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственно-го песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

ПКС105, ПКС65, из разрушающихся — перфораторы с зарядами в алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, которые образуются при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по одинаковым целям с породой прочностью при одноосном сжатии 45 МПа, показаны на рис. 13.1 (m_z — масса заряда, l_k — длина канала).

В табл. 13.1—13.3 приведены классификация типов кумулятивных перфораторов, области применения стреляющих перфораторов и техническая характеристика комплекса стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов.

13.3. ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Эта перфорация — наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы в призабойной зоне. Одновременно процесс вторичного вскрытия пластов совмещается с процессом вызова притока нефти или газа. Эту перфорацию в настоящее время осуществляют по двум вариантам.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До пуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье монтируют фонтанную арматуру. На месте буферного патрубка устанавливают лубрикатор — устройство, позволяющее спускать и поднимать в работающей скважине любые приборы при наличии давления на устье.

Путем снижения уровня раствора в скважине, замены на более легкий раствор, полного удаления раствора из скважины и заполнения ее воздухом, природным газом или азотом создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число кумулятивных зарядов, спускаемых одновременно, не должно превышать 300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его напротив интервала, который надо перфорировать (рис. 13.2). После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же себя проявлять, происходит интенсивный процесс очищения перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно в газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом наблюдается интенсивный рост давления на устье. Конструкция лубрикатора позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости его можно опять спустить в скважину для дострела необходимого интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струей приходится преодолеть большое расстояние до удара с перегородкой — обсадной колонной, причем известно, что длина канала зависит и от толщины слоя жидкости. Поэтому наибольший эффект получают от применения таких перфораторов в газовой среде.

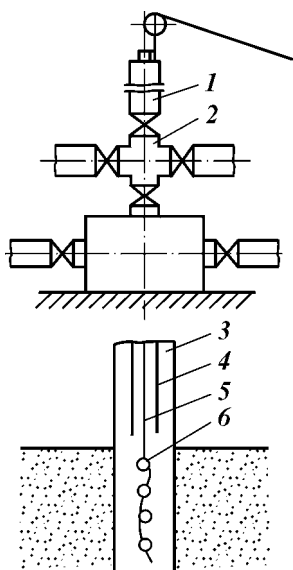


Рис. 13.2. Схема спуска в скважину малогабаритного перфоратора:
1 — лубрикатор; 2 — крестовина; 3 — обсадная колонна; 4 — НКТ; 5 — кабель; 6 — перфоратор

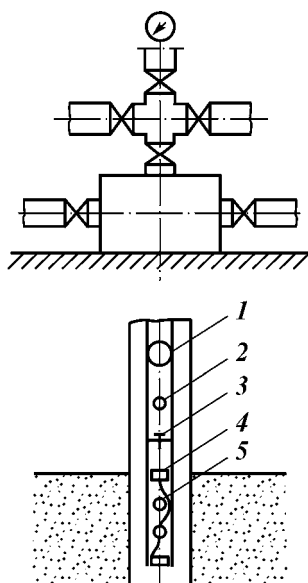


Рис. 13.3. Схема выполнения работ перфоратором, спускаемым по трубам (типа ПНК):
1 — резиновый шар; 2 — циркуляционный клапан; 3 — механизм ударного действия; 4 — приспособление инициирования зарядов; 5 — перфоратор

Так, на месторождениях Северного Кавказа вследствие вскрытия при депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 обеспечивается увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение времени освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению с вскрытием пластов при репрессии даже намного более мощными перфораторами типа ПК и ПКО.

По второму варианту перфорации используют перфораторы, спускаемые в скважину на НКТ. Это корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, срабатывающие от механизма ударного действия при нажиме на него резинового шара, вбрасываемого в колонну труб с поверхности и дальше движущегося вниз под воздействием потока жидкости. Такие перфораторы имеют шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. Эти перфораторы снабжены приспособлениями для передачи детонации от секции к секции, что позволяет соединять их друг с другом для одновременного вскрытия пласта толщиной 50 м и более. После срабатывания перфоратора и создания гидродинамической связи пласта и скважины отстреленный корпус перфоратора остается в скважине, если она работает фонтанным способом (рис. 13.3).

Таким образом, перфорация осуществляется в следующем порядке. В скважину, заполненную промывочной жидкостью, спускают колонну НКТ, в нижней части которой напротив продуктивной части пласта размещен перфоратор ПНКТ.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины или замены ее на

более легкую создают заранее выбранную депрессию на пласт, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь НКТ бросают резиновый шар, который потоком жидкости, подаваемой в трубы, движется в НКТ до механизма ударного действия, от которого срабатывает приспособление инициации зарядов. После перфорации нефть или газ из пласта поступает в колонну НКТ через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, или через специальные циркуляционные окна, размещенные выше перфоратора.

Эти перфораторы являются единственными, для спуска которых в скважину не используется кабель. Их целесообразно применять в скважинах с большим углом наклона ствола, где спуск перфоратора на кабеле затруднен. В частности, в горизонтальных скважинах это один из наиболее реальных и эффективных методов перфорации. Эти перфораторы очень эффективны и в том случае, когда надо выполнять вторичное вскрытие в условиях многоколонных конструкций, где требуется повышенная пробивная способность зарядов.

13.4. ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ РЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

При репрессии следует вскрывать объект, пластовое давление в котором равно гидростатическому или выше него независимо от местонахождения интервала перфорации, в том числе и в приконтурных (ВНК, ГНК), а также при наличии в нефти агрессивных компонентов.

При вскрытии пластов под репрессией необходимо обеспечить безопасность проведения работ и принять меры для предупреждения проникновения жидкостей из скважины в пласт. Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющего скважину, должно превышать пластовое на следующую величину:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Устье скважины оборудуют противовыбросовым оборудованием.

Перфорацию следует проводить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорация разрешается выполнять только один раз.

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечивать максимальную возможную гидравлическую связь скважины с продуктивным пластом, а также сохранение обсадной колонны и цементного кольца за пределами зоны перфорации.

Плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, его однородностью и прочностью, расстоянием от ВНК и ГНК, а также способом перфорации (табл. 13.4).

Рекомендуемая плотность перфорации зарядами ЗПК105, ЗПК80

Породы	Коэффициент про- ницаемости, мкм ²	Число отверстий на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алев- ролитовые породы с глинистым цементом	0,1 0,1 0,001	6 10 – 12 18 – 20	12 12 – 18 18 – 20
Уплотненные песчано-алевроли- товые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	0,001	18 – 20	20 – 24
Карбонатные породы, аргиллиты и другие, в которых отсутствует трещиноватость	0,01	18 – 20	18 – 20
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломи- ты, мергели, другие породы с развитой трещиноватостью	0,01	20 – 24	20 – 24
Тонкослоистые	—	20	20 – 24

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующих ПКО89, плотность перфорации может быть уменьшена на 50 %, по сравнению со значениями, указанными в табл. 13.4.

13.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

Кольматация перфорационных каналов значительно влияет на гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Однако сегодня на месторождениях в странах СНГ более 90 % объема работ по вторичному вскрытию пластов проводят кумулятивной перфорацией в условиях превышения давления на забое скважины над пластовым. При этом по ныне действующим техническим правилам ведения буровых работ перед перфорацией требуется заполнять эксплуатационную колонну таким буровым раствором, который применялся при первичном вскрытии пластов, что приводит к необратимому загрязнению призабойной зоны пластов. За рубежом давно уже отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные растворы (СР) без твердой фазы или жидкости, в состав которых входят кислоторастворимые наполнители.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в наше время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные исследований однозначно свидетельствуют, что в этих условиях имеет место кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 раза и более. Однако такую технологию сегодня применяют на большинстве месторождений, чем наносится ущерб народному хозяйству.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных растворов без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое приме-

нение нашли водные растворы солей, полимерные соляные растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

При использовании СР при вторичном вскрытии пластов получают более позитивный результат по сравнению с перфорацией в среде глинистого раствора. Однако при этом не исключается коьматация пласта взвешенными частицами, которые попадают в СР во время его приготовления, транспортирования и закачки в скважину.

Основные источники загрязнения СР при закачке их в скважину — остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы.

Данные зарубежных исследований свидетельствуют (рис. 13.4), что при концентрации твердых частиц в СР, составляющей 485 мг/л, резко ухудшаются коллекторские свойства пород.

В связи с этим дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов требует решения проблемы глубокой очистки СР от взвешенных частиц. Это является третьим этапом технологии вторичного вскрытия пластов. Суть такой технологии — введение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц. Это предусматривает замену бурового раствора в скважине на СР в несколько этапов:

замена бурового раствора водой в эксплуатационной колонне;

отмывка ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и ПАВ по закрытому циклу: емкость — насос — фильтр; для удаления вымытых твердых частиц: скважина — емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для изъятия из воды вымытых твердых частиц и очищения СР используют фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л, хотя

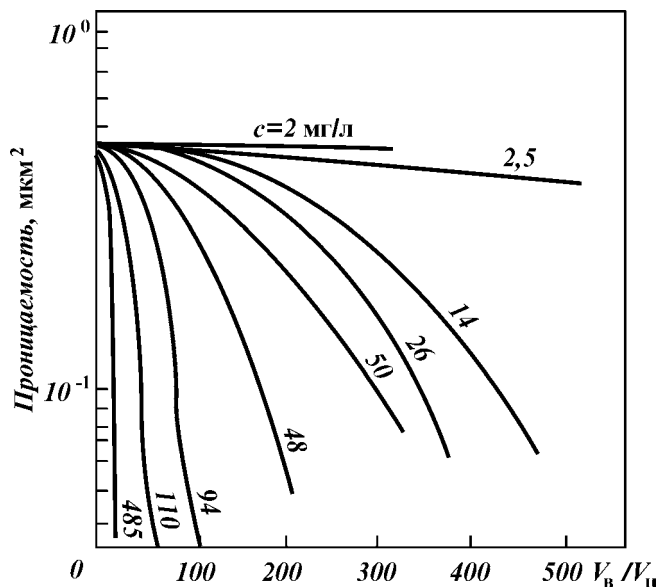


Рис. 13.4. Влияние концентрации c твердых частиц в специальных жидкостях на проницаемость пород

практика подтверждает, что фильтрование снижает эту концентрацию только до 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины СР может составлять 10 сут в зависимости от объема фильтрующих жидкостей и пропускной способности фильтров. За рубежом такая технология считается экономически целесообразной.

В нашей практике такие работы пока не проводятся.

Не менее важен выбор типа СР для конкретных горнотехнических условий.

При выборе типа СР для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, регламентирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. При этом следует учитывать и свойства фильтрата, который проник в пласт во время первичного вскрытия. Последнее условие в наше время практически не учитывается. Так, иногда промыслово-геологические службы рекомендуют применять растворы на углеводородной основе, в то время как при первичном вскрытии используют буровые растворы на водной основе. Для оценки взаимодействия СР с коллекторами на основании моделирования поэтапного воздействия на коллектор фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии, тампонажного раствора при цементировании и перфорационной жидкости при вторичном вскрытии. Ученым О. Бачериковым разработана методика, оценивающая также и вытеснение этих фильтратов в обратном порядке при вызове притока. За критерий оценки взят коэффициент восстановления проницаемости, которой определяется как отношение проницаемости зерна после обработки технологическими жидкостями k_1 к его первичной проницаемости k_0 :

$$\beta = k_1/k_0.$$

Опыты проводили с использованием природных кернов длиной 5 см, проницаемостью 0,1–0,3 мкм², которые после экстрагирования последовательно насыщались моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %). Результаты этих опытов показали, что эффективность применения СР в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 13.5). Если при разбуривании пласта использовали раствор на водной основе, то применение в качестве перфорационной среды раствора CaCl₂ обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как применение инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Причина низкой эффективности применения РУО в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на нефтяной основе в коллекторе появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтратами этих систем. При этом возникает благоприятная среда для образования в призабойной зоне пласта (ПЗП) вязких водонефтяных эмульсий и для блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном соединении СР и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация.

В большинстве нефтепромысловых районов России и стран СНГ при разбуривании пластов используют растворы на водной основе. Исследования показали, что водные растворы солей NaCl, KCl, CaCl₂ характеризуются коэффициентом восстановления проницаемости $\beta = 0,54\div 0,61$. Поли-

Влияние условий вскрытия на коэффициент β

Состав фильтрата, попадающего в керн при вскрытии		Температура проведения опытов, °С	β
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3%-ный водный раствор КМЦ	20%-ный водный раствор CaCl ₂ ; фильтрат ИЭП	20	0,62
		80	0,58
		20	0,39
		80	0,34
0,4%-ный раствор эмульгала в дизельном топливе	20%-ный раствор CaCl ₂ ; фильтрат ИЭП	20	0,48
		80	0,44
		20	0,78
		80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
—	20%-ный раствор CaCl ₂ ; фильтрат ИЭП	20	0,72
		20	0,9

мерные растворы с содержанием 0,3–0,5 % полиакриламида (ПАА) и 20 % CaCl_2 характеризуются коэффициентом $\beta = 0,39 \div 0,46$. Причинами тому являются проникновение макромолекул полимера в коллектор и адсорбция их на поверхности фильтрационных каналов. Наиболее низкие значения $\beta = 0,31 \div 0,35$ получены при использовании ИЭР (32,5 % дизельного топлива + 1,5 % эмульгала + 6 % СМАД + 60 % воды).

Применяемые в процессе испытаний СР существенно различаются и по легкости вытеснения фильтратов из коллектора. Максимальные значения $\Delta p_r / \Delta p_0$ при использовании солевых и полимерных растворов значительно меньше, чем в случаях применения ИЭР, т.е. удаление фильтрата из ПЗП происходит при более высокой депрессии.

13.6. БУФЕРНЫЕ РАЗДЕЛИТЕЛИ

При порционном заполнении зоны перфорации СР важен выбор буферного разделителя между буровым раствором и СР. Этот буферный раствор должен предупреждать смешение перфорационной среды с буровым раствором как во время заполнения скважины, так и в течение следующих нескольких суток при многоразовых спусках перфораторов или других геофизических приборов. При этом буферный разделитель должен иметь прочную структуру и создавать возможность свободного прохода сквозь него перфоратора. Для предупреждения процесса смешения рекомендуется применять инвертную эмульсию, в которой буферная жидкость противоположна по природе смачивания обоим разделяемым жидкостям. Одним из типов такой буферной жидкости, разделяющей водный буровой раствор и СР на базе солевых растворов, является инвертная эмульсия следующего состава: дизельное топливо — 48,5 %, эмульгал — 1,5 %, вода — 50 %. Повышение плотности такой эмульсии достигается за счет ввода в нее мела или барита (табл. 13.6).

Рассмотрим очищение перфорационной среды от взвешенных частиц.

Одним из надежных методов очистки СР является метод его отстоя под воздействием сил гравитации. Для этого СР обрабатывают на поверх-

Таблица 13.6

Рецептуры буферных жидкостей

Номер рецептуры	Буферная жидкость			Контролируемые показатели свойств			Максимальная температура на применение, °С
	Компонент	Объемная доля, %	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напряжение электропробоя, В	
1	Дизельное топливо	28 – 28	920 – 940	100 – 150	15 – 35/ 20 – 55	140 – 180	90
2	Эмультал	2	960 – 1200	120 – 180	15 – 40/ 25 – 70	150 – 200	90
	Пресная вода	60 – 70					
3	Дизельное топливо	28 – 28	960 – 1160	130 – 135	18 – 20/ 30 – 35	180 – 250	90
	Эмультал	2					
4	Водный раствор CaCl ₂ *	60 – 70	960 – 1200	110 – 70	15 – 35/ 20 – 60	250 – 350	150
	Сырая нефть	38					
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60					
	Дизельное топливо	27 – 37					
	Эмультал	3					
	«Нефтехим»	60 – 70					
	Водный раствор CaCl ₂ *						

* Плотность 1020 – 1380 кг/м³.

ности флокулянт, доставляют его в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем, а позже отстаивают СР на забое до выпадения взвешенных частиц в зумпф. Исследования показали, что высокая интенсивность осаждения взвешенных частиц достигается при обработке СР анионным полимером ПАА. При обработке концентрированных солевых растворов ПАА наблюдаются следующие основные закономерности флокуляции: образование агрегатов частиц и осаждение их с максимальной скоростью при определенных дозах полимера. Снижение скорости осаждения происходит как при недостаточном количестве флокулянта для образования значительных хлопьев, так и вследствие эффекта стабилизации при его повышенных дозах. Содержание ПАА, обеспечивающее минимальное время очистки, зависит от концентрации твердой фазы с в солевом растворе. Установлено, что оптимальные условия достигаются при вводе в СР 0,005–0,007 % ПАА с широким диапазоном загрязнения твердыми частицами — от 500 до 5000 мг/л (см. рис. 13.4). Лабораторные исследования и промысловый опыт подтвердили, что процесс осветления СР высотой 300 м по времени не превышает подготовительных работ до перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

13.7. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ СПЕЦИАЛЬНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

В верхней части скважины используют буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии продуктивных пластов. Этот раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и его накопления на границе с буферной жидкостью, что может создать трудности для прохождения перфоратора. Ниже бурового раствора размещается порция буферной жидкостиразделителя. Для предупреждения перемещения жидкостей под воздействием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, увеличивалась в направлении сверху вниз не менее чем на $20-40 \text{ кг/м}^3$ (см. табл. 13.6).

Ниже буферного разделителя размещается СР — перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен вмещать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и $0,005-0,007 \%$ ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, размещенного на $50-100 \text{ м}$ выше верхних перфорационных отверстий. Солевой раствор и буферную жидкость готовят в глиномешалке или в мерных емкостях цементировочного агрегата ЦА. В последнем случае для затаривания соли используют дополнительную емкость объемом $0,5-1 \text{ м}^3$. Готовить СР и инвертную эмульсию наиболее рационально централизованно с доставкой на буровую автоцистернами. Обработку раствора флокулянтом (ПАА), а также добавку при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляют непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по закрытому циклу на протяжении $15-30 \text{ мин}$.

При использовании специальных жидкостей для вторичного вскрытия пластов дебит скважины возрастает на $25-30 \%$ при сокращении времени освоения на $25-40 \%$.

13.8. ВЫЗОВ ПРИТОКА ПУТЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Для вызова притока из пласта путем замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий. В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности. После того как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление. Когда давление на забое становится меньше пластового, т.е. создается депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта. Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

Максимальное значение давления на устье p_y скважины соответствует времени, когда жидкость с меньшей плотностью достигает забоя:

$$p_y = (\rho_{т.ж} - \rho_{л.ж})gH + \Delta p_{з.п} + \Delta p_k \quad (13.2)$$

где $\rho_{т.ж}$, $\rho_{л.ж}$ — плотность соответственно тяжелой и легкой жидкости; H — длина колонны труб; $\Delta p_{з.п}$, Δp_k — потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Значение давления p_y не должно превышать значения давления опресовки эксплуатационной колонны. Это учитывают при определении производительности насосных агрегатов, поскольку потери давления $\Delta p_{з.п}$ и Δp_k непосредственно зависят от расхода жидкости в системе циркуляции скважины.

Значение пластового давления сравнивается со значением давления на забое при определенном соотношении длины столбов тяжелой и легкой жидкостей в колонне:

$$p_{пл} = [\rho_{л.ж}h_{л.ж} + (h_{пл} - h_{л.ж})\rho_{т.ж}]g + \Delta p_{з.п} + \Delta p_k \quad (13.3)$$

где $h_{л.ж}$ — высота столба легкой жидкости в скважине; $h_{пл}$ — глубина эксплуатационного горизонта, на которой давление равно пластовому.

Объем жидкости, которой необходимо заполнить скважину, чтобы значение давлений на забое выравнилось, определяют по формуле

$$V_{л.ж} = SH + S_{НКТ} \left[\frac{(p_{пл} - \Delta p_{з.п} - \Delta p_k) / g - h_{пл}\rho_{т.ж}}{\rho_{т.ж} - \rho_{л.ж}} \right], \quad (13.4)$$

где S — площадь сечения межтрубного пространства; $S_{НКТ}$ — площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объем легкой жидкости, которой заполняют трубное пространство, будет больше объема, определенного по формуле (13.4), то возникает депрессия на пласт, что может спровоцировать приток пластового флюида. Нагнетание легкой жидкости в скважину прекращают, если скорость выхода жидкости из НКТ на устье возрастает, а давление в межколонном пространстве на устье уменьшается, т.е. начинается приток жидкости из продуктивного пласта.

13.9. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ПОМОЩЬЮ ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКИ

Вызов притока достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине в результате использования энергии сжатого воздуха.

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством с помощью устьевого оборудования (рис. 13.5).

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой $H_{в.п.}$. Потом компрессор отключают и с помощью цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланирован-

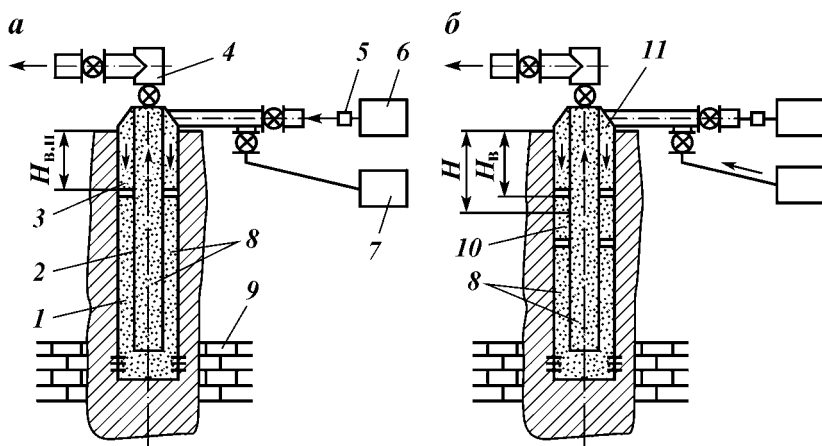


Рис. 13.5. Схема вызова притока из пласта методом воздушной подушки:

а — нагнетание воздуха компрессором; *б* — закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — воздух, нагнетаемый компрессором; 4 — устьевая арматура; 5 — обратный клапан; 6 — компрессор; 7 — насосный агрегат; 8 — вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 — продуктивный пласт; 10 — воздушная подушка; 11 — вода, закачанная на воздушную подушку

ной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты H_b . Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

Глубину снижения уровня жидкости в скважине, изменяющуюся в диапазоне от 400 до 1600 м, можно определить из табл. 13.7 по заданному максимальному давлению, создаваемому компрессором, и количеству воды, нагнетаемому в кольцевое пространство.

Если условия вызова притока отличаются от приведенных в табл. 13.7, то используют формулу

$$H = k_{в.п} \left(H_b + \frac{H_{б.п} p_k}{p_k + \rho g H_b} \right) \frac{S}{S + S_{НКТ}},$$

где $k_{в.п} = 0,8$ — эмпирический коэффициент; H_b — высота столба воды, поступившей в затрубное пространство; p_k — давление воздуха в кольцевом пространстве (на выходе компрессора) перед нагнетанием воды; S — площадь сечения кольцевого пространства; ρ — плотность воды; $S_{НКТ}$ — площадь проходного сечения колонны НКТ.

Уровень жидкости над воздушной подушкой определяется объемом закачанной жидкости V_b и площадью внутреннего сечения колонны S :

$$H_b = V_b / S.$$

Таблица 13.7

Соотношение между глубиной снижения уровня жидкости в скважине, давлением воздуха в кольцевом пространстве и количеством закачанной воды

Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м ³	Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м ³
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	20
900	7,5	10	1600	10,5	20

Высота воздушной подушки зависит от давления воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды:

$$H_{в.п} > p_k / (\rho g).$$

Чтобы пузырьки воздуха не могли двигаться навстречу потоку, производительность насоса во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_b > S[\omega]_{\min},$$

где $[\omega]_{\min}$ — минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков воздуха в затрубном пространстве ($[\omega]_{\min} \geq 0,4$ м/с).

13.10. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПУСКОВЫХ КЛАПАНОВ

Согласно этому методу приток в скважину достигается путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее аэрации и последующего выброса. На колонне НКТ в предварительно рассчитанных местах размещают специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают воздух и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, с помощью канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Расстояние от устья скважины до места размещения первого клапана

$$L_1 = h_{ст} + \frac{P_{ком}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{НКТ}} \right) \left(\rho_p - \frac{\rho_f P_{ком}}{P_{ат}} \right)} - \Delta L,$$

где $h_{ст}$ — расстояние от устья скважины до статического уровня в скважи-

не, м; $p_{\text{ком}}$ — давление на выходе компрессора, Па; ρ_p — плотность рабочего потока, кг/м³; ρ_r — плотность газа (воздуха), нагнетаемого в затрубное пространство, кг/м³; $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление, Па; ΔL — разность между расчетным и фактическим уровнями размещения клапана, м.

Клапан следует крепить на 20–25 м выше рассчитанного уровня. Второй сверху (и последующие) клапаны размещают на глубине

$$L_2 = L_1 + \frac{p_{\text{ком}}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left(\rho_p - \frac{\rho_r p_{\text{ком}}}{p_{\text{ат}}} \right)} - \Delta L.$$

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий притоку в скважину, может быть задан непосредственно через депрессию на пласт, которую необходимо создать:

$$H_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{пл}} - \Delta p}{\rho_p - g},$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; Δp — депрессия на пласт, обеспечивающая вызов притока в скважину.

13.11. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

Вызов притока с применением струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходят смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называют *инжектированным*. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основные элементы струйного аппарата (рис. 13.6) — сопло 1 (рабочая насадка) и приемная камера 2 с диффузором. За счет процессов трения рабочее давление снижается, поток Q_p смешивается с инжектированным потоком $Q_{\text{и}}$ и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток Q_c .

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установку в колонне НКТ с пакером. Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасу

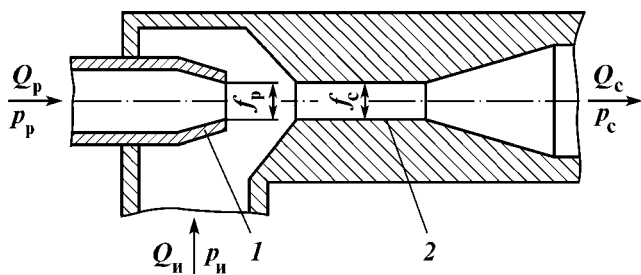


Рис. 13.6. Схема струйного аппарата

вающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. Всасывающая линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В расчете режима работы струйного аппарата используют безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_c} \left(1,75 + 0,7 \frac{\rho_p}{\rho_{и}} \frac{f_p}{f_c} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p}{\rho_{и}} \frac{f_p}{f_c} (1 + U^2) \right),$$

где Δp_c — разность давлений смешанного и инжектированного потоков; Δp_p — разность давлений рабочего и инжектированного потоков; $f_p, f_{и}, f_c$ — площадь соответственно рабочего сопла на выходе потока, камеры инжекции и камеры смешения; $\rho_p, \rho_{и}, \rho_c$ — плотность соответственно рабочего, инжектированного и смешанного потоков; U — коэффициент инжекции.

Соотношение перепадов давлений $\Delta p_c / \Delta p_p$ называют *относительным напором* струйного аппарата:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_{и}}{p_p - p_{и}}, \quad (13.5)$$

где $p_c, p_{и}, p_p$ — статическое давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потоков.

Коэффициент инжекции

$$U = Q_{и} / Q_p. \quad (13.6)$$

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инжекции.

Значение статических давлений рассчитывают по уравнению

$$p_p = p_{р.ж} + p_a - \Delta p^*; \quad (13.7)$$

$$p_c = p_{с.ж} + \Delta p^{**}, \quad (13.8)$$

где $p_{р.ж}, p_{с.ж}$ — давление (гидростатическое) столба рабочей и смешанной жидкости:

$$p_{р.ж} = \rho_p g H; \quad p_{с.ж} = \rho_{с.ж} g H; \quad (13.9)$$

p_a — давление в выкидной линии поверхностного насоса; $\Delta p^*, \Delta p^{**}$ — потери давления соответственно в колонне труб и в затрубном пространстве; H — глубина размещения струйного аппарата в скважине.

Значение p_n рассчитывают по ограничениям, которые накладываются горнотехническими требованиями (недопустимость перетока воды из ближайших горизонтов, разрушение породы, давление, возникающее вследствие насыщения нефти газом, прочность обсадной колонны).

Решая систему уравнений (13.5), (13.7), (13.9), получаем выражение для определения давления в выкидной линии поверхностного насоса, необходимого для того чтобы достичь заданного снижения давления в камере инъекции:

$$p_a = \frac{p_{c.ж} + \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - p_{p.ж} + \Delta p^* + \frac{p_n[1 - (\Delta p_c / \Delta p_p)]}{\Delta p_c / \Delta p_p}. \quad (13.10)$$

13.12. ПОИНТЕРВАЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750–800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора У КП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то допускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора У КП-80 (расход до 8 м³/мин) время продувки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытании глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки: 1) во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления; 2) пусковые давления, возникающие перед продувкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт; 3) скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий. В связи с этим такой метод применяют крайне редко.

13.13. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ ПОРШНЕВАНИЕМ (СВАБИРОВАНИЕМ)

Уровень жидкости в скважине снижают с помощью специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате с помощью лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100–300 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения притока пластового флюида.

13.14. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА МЕТОДОМ АЭРАЦИИ

Методом аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любого заданного значения. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определенного количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти). Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ. Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего жидкость поднимается, при этом одновременно снижается ее плотность внутри НКТ. С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определенный момент поступает из пласта его флюид.

До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

- 1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой с ПАВ (если в ней был буровой раствор);
- 2) башмак колонны НКТ должен быть установлен на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны;
- 3) устье скважины оборудуют полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и приводят в рабочее состояние;
- 4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры устанавливают штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодействия в период работы скважины для ее очистки;
- 5) обвязываются со скважиной цементируемый агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации изображена на рис. 13.7.

Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе (рис. 13.8), опрессованном давлением 15 МПа.

Для успешного создания аэрации подбирают такое соотношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования воздушной подушки.

В целях контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в

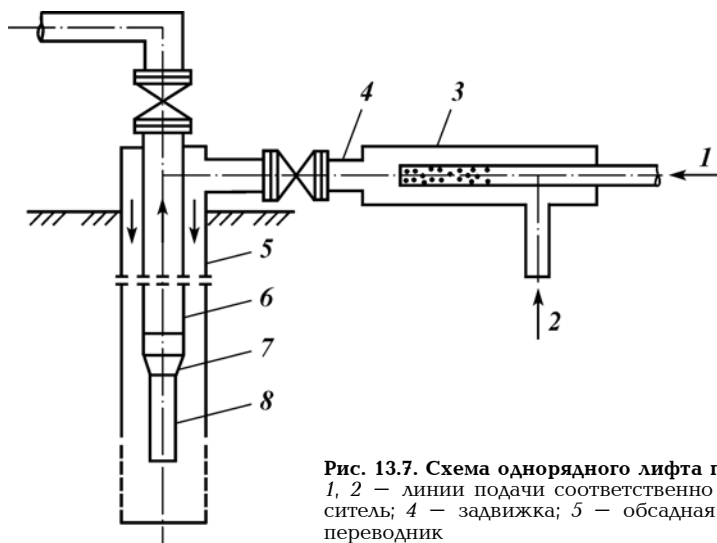


Рис. 13.7. Схема однорядного лифта при аэрации:
 1, 2 — линии подачи соответственно газа и жидкости; 3 — смеситель; 4 — задвижка; 5 — обсадная колонна; 6, 8 — НКТ; 7 — переводник

пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя воздушную подушку в затрубном пространстве, что приведет к срыву процесса аэрации.

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разности плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, развиваемого компрессором.

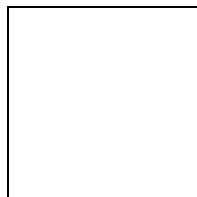


Рис. 13.8. Аэратор:
 1 — гайка быстрого соединения; 2 — расходомер воздуха

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5–5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73×60 мм) и при подаче воздуха 120–130 л/с (7,5 м³/мин) компрессором У КП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине. Если уровень жидкости в скважине был снижен с помощью какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементирувочный (промывочный) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0–4,5 МПа. Потом подключают компрессор, и давление в нагнетательной линии возрастает (приблизительно на 1,0–1,5 МПа за счет увеличения скорости потока).

С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определенного значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве, вследствие чего создается дополнительное давление. Когда аэрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разность плотностей постепенно исчезает, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнет превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрыть газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости.

Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объемным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отработывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.

13.15. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Нефтеносные пласты встречаются на большой глубине, но с пластовыми давлениями ниже гидростатического на 14–15 МПа. В таких скважинах уровень жидкости устанавливается значительно ниже устья.

Вызвать приток из такого пласта обычным методом очень трудно, а иногда и невозможно. Во время работы компрессора, например, создается дополнительное противодействие на пласт, вследствие чего поглощается жидкость, уровень ее в обсадной колонне снижается, и компрессор работает, не выполняя своей роли.

Естественно, что чем ниже уровень жидкости в скважине, тем труднее дренировать пласт и получать из него устойчивый приток флюида. Для вызова притока из пласта с низким пластовым давлением необходимо применять особые технологические приемы, при которых повышение уровня в скважине не вызовет повышения давления на забой.

Рассмотрим технологическую схему вызова притока и дренирования

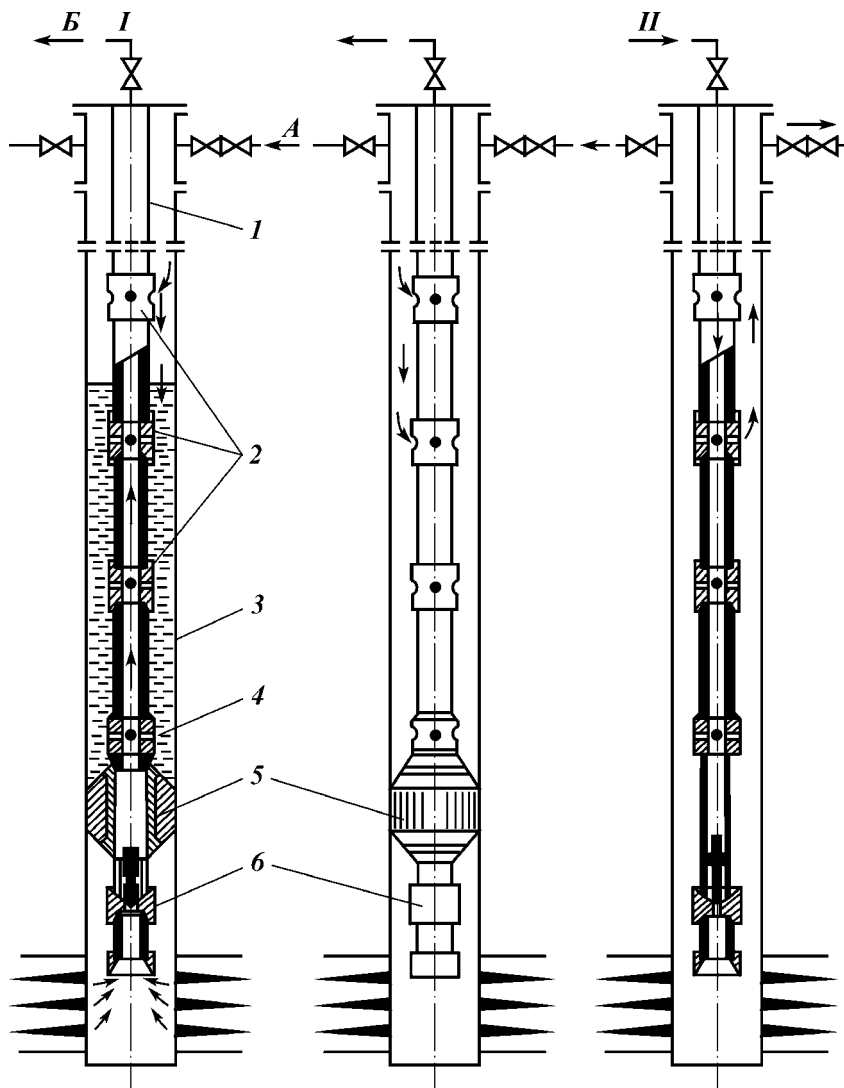


Рис. 13.9. Технологическая схема вызова притока

пласта при испытании глубокой скважины с низким пластовым давлением и хорошей проницаемостью пласта. В этом случае вызов притока из пласта осуществляется с подачей воздуха в скважину по схеме обратной и прямой промывки. В первом случае (рис. 13.9, I) предусмотрено использование пакера.

Порядок проведения процесса при этом следующий: в скважину на НКТ 1 спускают пакер 5, который устанавливают в эксплуатационной колонне 3 над кровлей пласта. Глубину установки пакера определяют исходя из прочности эксплуатационной колонны с учетом возможного полного опорожнения подпакерной зоны.

Ниже пакера устанавливается хвостовик с НКТ длиной 40–50 м с обратным клапаном 6 от электроцентробежного насоса ЭЦН-5 с диаметром проходного отверстия 40 мм. Над пакером размещают пропускной патрубок 4 длиной 0,5 м с тремя отверстиями диаметром 15 мм (или обратный игольчатый клапан). На НКТ на расчетных глубинах устанавливают пусковые муфты 2 с отверстиями диаметром 2 мм или клапаны.

Пакер вместе с прямоотчным клапаном и обратным клапаном от ЭЦН-5 разъединяет затрубное пространство и призабойную зону так, что жидкость, вытесняемая воздухом из межтрубного пространства, не может попасть в пласт, а поступает в НКТ, где и аэрируется. В момент, когда давление над обратным клапаном от ЭЦН-5 становится ниже давления под ним, клапан открывается и пластовая жидкость входит в НКТ, а потом, смешиваясь со струей воздуха, поступающего сквозь пусковые муфты (клапаны), выбрасывается на поверхность. После очистки перфорационных каналов и улучшения проницаемости призабойной зоны скважина начинает работать.

Второй схемой (рис. 13.9, II) предусмотрено закачивание воздуха в НКТ. В этой схеме отсутствует пакер. Низ труб оборудуется игольчатым обратным клапаном, а на расчетных глубинах устанавливаются пусковые муфты или клапаны.

Воздух от компрессора, подаваемый в насосно-компрессорные трубы, вытесняет жидкость из них сквозь отверстия или клапаны в затрубное пространство, но при этом давление нагнетания не передается на пласт. Вследствие большой разности объемов труб и затрубного пространства уровень жидкости в затрубном пространстве незначительно поднимается, поэтому поглощение не возникает. Как только к первой пусковой муфте (клапану) подойдет воздух и войдет в затрубное пространство, в нем начинается аэрация жидкости, что приводит к уменьшению давления на пласт.

13.16. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХФАЗНЫХ ПЕН

Для восстановления, а также сохранения природной проницаемости призабойной зоны используют физико-химические методы, предусматривающие воздействие на пласт двухфазных пен. Применение пен обусловлено низким пластовым давлением, что в случае замены раствора на воду может привести к ее поглощению. Известно, что двухфазные пены в условиях скважины могут иметь малую плотность. Такие пены обычно используют в качестве промывочного агрегата при разбуривании погло-

щающих горизонтов, вскрытии продуктивных пластов. Установлено, что использование пены пригодно для выноса воды из скважины, удаления закупоривающих материалов из пласта. В то же время пена может быть легко разрушена на поверхности.

Метод освоения скважины с применением двухфазных пен является очень эффективным вследствие лучшей очистки зафильтровой зоны от продуктов коьматации, шлама, а также продуктов реакции кислоты с породой.

Пены состоят из жидкости, воздуха (газа) и пенообразователя. Жидкость, используемая для образования двухфазной пены, не должна допускать набухания глинистых частиц в призабойной зоне, поэтому для указанных целей необходимо применять пластовую воду, предварительно проведенную на образцах породы коллектора.

В качестве пенообразователя применяют различные ПАВ (табл. 13.8).

Свойства пен можно широко менять, регулируя содержание компонентов. Малая плотность (33 кг/м^3) является типичной. Вязкость можно регулировать так, что при движении пены в НКТ со скоростью от 0,5 до 1,5 м/с ее способность поднимать шлам остается достаточно высокой. Соответствующим образом приготовленная пена должна быть стабильной только до ее выхода из выкидной линии для выброса шлама. После этого она должна разрушаться. При повторном нагнетании ее свойства опять восстанавливаются. В связи с тем, что пена существует только в течение одного цикла циркуляции, компоненты для ее образования необходимо смешивать непрерывно в течение всего времени промывки. Так как плотность пены легко регулируется изменением соотношения объема воздуха на 1 м^3 воды с ПАВ (степенью аэрации), то при постоянном расходе жидкости, изменяя только расход воздуха (газа), можно легко регулировать плотность двухфазной пены от 200 до 800 кг/м^3 , что предупреждает попадание в пласт большого количества жидкости и способствует постепенному уменьшению давления на забое скважины.

Технологическая схема вызова притока из пласта при применении двухфазной пены включает следующие операции:

- 1) спускают НКТ до глубины на 2–3 м выше нижних перфорационных отверстий;
- 2) обвязывают устье скважины с наземным цементирующим агрегатом и компрессором через аэратор;
- 3) нагнетают пену в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ для замены всего столба жидкости в скважине;
- 4) первичную порцию пены получают при малых степенях аэрации ($10\text{--}20 \text{ м}^3/\text{м}^3$, т.е. $10\text{--}20 \text{ м}^3$ воздуха на 1 м^3 водного раствора ПАВ), чтобы разность между плотностью жидкости в НКТ и пены в затрубном пространстве была минимальной;

Таблица 13.8

Поверхностно-активные вещества, применяемые в качестве пенообразователя

ПАВ	Содержание в воде, %	ПАВ	Содержание в воде, %
Сульфол	0,1–0,3	Марвелан КО	0,3–0,5
Сульфонатриевые соли	1,0–2,0	Аркопал Н-100	0,3–0,5
ОП-7, ОП-10, УФЕ-8	0,3–0,6	Дисольван	0,2–0,3
ДС-РАС	0,3–1,0	Сапаль Р	0,2–0,3
		Превоцел W-ON-100	0,1–0,3

5) постепенно повышают степень аэрации, что вызывает постепенное уменьшение давления на забое скважины (при степени аэрации 150–160 м³/м³ среднюю плотность пены доводят до 100–120 кг/м³);

6) после достижения забойного давления 4–5 МПа необходимо прекратить циркуляцию пены на 2–3 ч для определения возможного притока из пласта;

7) если притока нет, то циркуляцию пены восстанавливают, продавливают ее в пласт в количестве 5–10 м³ с выдержкой в пласте в течение 3–4 ч, после чего восстанавливается циркуляция при максимальных степенях аэрации;

8) получив приток, обеспечивают очистку скважины от шлама и исследуют ее на приток.

13.17. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Указанную технологию применяют при вызове притока в разведывательных и эксплуатационных скважинах, пластовое давление которых равно гидростатическому или меньше него. Суть технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов заключается в приготовлении двухфазных пен, замене ими воды, за счет чего создается необходимая величина депрессии.

Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать компрессоры пневматической системы буровых установок как источник сжатого воздуха. Можно использовать и передвижные компрессоры высокого давления. Основные факторы, обеспечивающие условия взрывобезопасности при освоении скважин с помощью этого технологического процесса по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом, следующие:

уменьшение вероятности внутрискважинного горения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления.

Для освоения скважины необходимо следующее оборудование (устье скважины оборудуют согласно проекту на ее сооружение):

передвижной компрессор (УКП-80, КПУ 16/100 и др.) или компрессоры пневматической системы буровой установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);

цементировочный агрегат ЦА-320М с диаметром цилиндрических втулок не более 115 мм;

дополнительный цементировочный агрегат ЦА-320М для подачи воды (в отсутствие действующего водонапорного водопровода);

в зимний период в отсутствие котельной установки – промысловая паровая передвижная установка ППУА-1200/100;

манометр показывающий класса 2,5 с границей измерения до 40 МПа по ГОСТ 2405–80;

эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-1;

в случае использования передвижных компрессоров эжектор должен быть укомплектован насадкой с диаметром выходного отверстия 5,6 мм, камерой смешения с диаметром цилиндрической части 10 мм (расстояние между ними 10 мм).

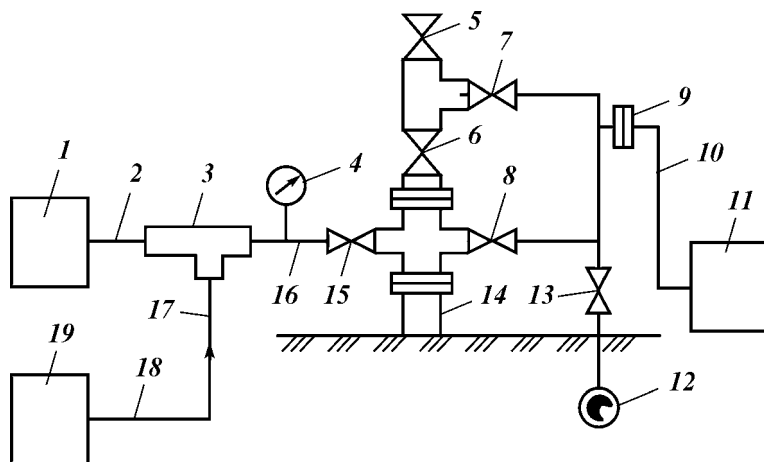


Рис. 13.10. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:

1 — цементировочный агрегат; 2 — линия для подачи пенообразующей жидкости; 3 — эжектор; 4 — манометр; 5 — 8, 13, 15 — задвижки; 9 — заглушка; 10 — линия выброса пены; 11 — накопительная емкость; 12 — нефтепромысловый коллектор; 14 — эксплуатационная колонна; 16 — пенопровод; 17 — обратный клапан эжектора; 18 — воздухопровод; 19 — компрессор

Для приготовления пенообразующих жидкостей необходимо использовать следующие материалы: техническую воду; поверхностно-активные вещества — сульфонол по ТУ 6-01-862—73; ОП-7; ОП-10 по ГОСТ 8433—81 и др.

Перед проведением процесса вызова притока следует спустить в скважину лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5—10 м выше интервала перфорации.

Перед началом процесса вызова притока устье скважины оборудуют трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечить возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременно выброс жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность совершения самоизлива пены из межтрубного и трубного пространства одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки изображена на рис. 13.10.

Обвязку эжектора следует выполнить таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

При использовании компрессоров буровой установки сжатый воздух следует подводить к эжектору по резиновому шлангу с внутренним диаметром не менее 25 мм или на быстроразборном трубопроводе с НКТ.

При кустовом бурении подвод воздушной линии от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно осуществлять заранее в период их обвязывания с коллектором. Конец воздухопровода следует подвести к центру группы скважин и оборудовать его запорным вентилем.

Пенообразующую жидкость для двухфазной пены можно подготовить непосредственно в процессе закачивания пены в скважину. При этом очередная порция ПАВ в воде растворяется в свободном отсеке мерной емкости цементировочного агрегата. На 1 м³ воды необходимо вводить от 1 до

3 кг (в пересчете на активное вещество) сульфонола, ОП-3, ОП-10 или других ПАВ. Количество добавки ПАВ к воде зависит от ее солевой концентрации, качества ПАВ и уточняется экспериментальным путем в лабораторных условиях по методике ВНИИ (Е.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева; 1980 г.). По этой методике определяют зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ.

Не допускается попадание в растворы ПАВ и пенообразующей жидкости нефти, масла, дизельного топлива.

Параметры вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают исходя из необходимости создания требуемого снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Создание необходимого снижения давления на забое p_z при проведении работ регламентируется инструкцией ВНИИКРнефти (1988 г.).

При использовании в качестве источника сжатого газа передвижных компрессоров в зависимости от значения p_z может быть выполнен полный цикл закачивания пены с выходом ее на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не доходя до башмака колонны НКТ.

В обоих случаях процесс закачивания пены выполняется при постоянной степени аэрации, чтобы обеспечить заранее определенное начальное значение давления пенообразующей жидкости p_z , подаваемой в эжектор.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от значения p_z может быть выполнен полный или частичный цикл закачивания пены в скважину с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого из них. В этом случае пена подается в скважину при изменяющейся степени ее аэрации, а заданный режим работы эжектора обеспечивается созданием полного начального значения давления $p_{ж}$.

После спуска НКТ, монтажа наземного оборудования, обвязки эжектора с компрессором и цементирующим агрегатом трубопроводное наземное оборудование должно быть опрессовано гидравлическим способом на давление 25 МПа. При этом предварительно отсоединяют воздухопровод от бокового патрубка эжектора.

Пневматическим способом опрессовывается выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрессора, после чего открываются задвижки 15, 6, 7 и закрываются задвижки 8, 5, 13 (см. рис. 13.10).

С помощью насоса цементирующего агрегата пенообразующая жидкость подается в эжектор. Давление подачи этой жидкости в начале процесса закачивания пены в скважину при использовании компрессора буровой установки или передвижного компрессора определяется так, как это описано выше. После этого подается воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессоров буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах от 0,7 до 0,8 МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается произвольно в пределах от 1–2 МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и до 2–6 МПа в конце процесса. Указанные значения давлений воздуха определяются давлением закачивания жидкости и типами компрессоров.

После заполнения скважины пеной в рассчитываемом объеме, промывки скважины пеной (или при закачке пены в межтрубное пространство при частичном цикле) следует закрыть задвижку 15, открыть задвижку 8 и выполнить на протяжении не менее 1,5 ч самоизлив пены по трубопроводу 10 в накопительную емкость 11.

При наличии притока нефти или газа из трубного пространства закрывается задвижка 6, и после вытеснения пены из межтрубного пространства закрывается задвижка 8, отсоединяется трубопровод 10, устанавливается на место его подключения к устью скважины заглушка 9, и открываются задвижки 6, 7, 13, направляя продукцию скважины в коллектор. В случае применения передвижного компрессора в отсутствие притока нефти или газа после самоизлива пены на протяжении 1,5 ч необходимо продолжить ее самоизлив до его окончания.

В случае применения компрессоров буровой установки в отсутствие притока нефти и газа после выполнения первого цикла закачивания пены и ее самоизлива в течение 1,5 ч необходимо совершить второй цикл закачки и самоизлив пены до его окончания.

Если приток не получен, то скважину оставляют с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространствах в ожидании притока в течение 36 ч.

Если повторные промывки пеной не дают результата, то следует применить другие методы искусственного воздействия на призабойную зону для интенсификации притока.

Необходимо строго выполнять правила безопасного проведения работ.

Вызов притока из скважины следует проводить по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом управления буровых работ. Работники и инженеры должны быть обучены правилам проведения работ при освоении скважин. Каждая смена производственного персонала должна быть проинструктирована о мерах безопасности при выполнении каждой конкретной операции.

При размещении в зоне скважины техники необходимо учитывать и направление ветра.

Расстояние между объектами должно быть следующим:

от передвижной техники до устья скважины и приемной емкости — не менее 25 м;

от компрессора до других агрегатов — не менее 10 м;

от культбудки до устья скважины — не менее расстояния, равного высоте вышки плюс 10 м.

Запрещается работа с эжектором без обратного клапана или с негерметичным обратным клапаном на боковом патрубке для подачи воздуха. При отрицательных температурах следует применять подогретую пенообразующую жидкость. Воздухопровод после сборки страхуется стальным тросом диаметром не менее 5 мм. Трос прикрепляют к воздухопроводу хомутами, размещенными на расстоянии 200 мм от его соединения. Концы троса крепят к стационарным якорям.

Выкидную линию от скважины до приемной емкости собирают из НКТ с внутренним диаметром не менее 50 мм, надежно крепят ее возле устья, в местах поворотов и в приемной емкости с помощью стопорных или стационарных якорей.

При опрессовке обвязки все люди должны быть удалены из опасной зоны.

Во время всего процесса вызова притока на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и от накопительной емкости запрещаются проведение работ, не связанных с процессом освоения скважины, пользование открытым огнем, пребывание посторонних людей, наличие техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах.

Не допускается попадание пены в источники питьевой воды.

В периоды самоизлива пены и ожидания притока запрещается оставлять скважину закрытой, чтобы не создать условия для образования сжатой взрывоопасной смеси при разрушении пены.

13.18. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКТОВ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Кроме основного своего предназначения — испытания перспективных объектов в поисковых скважинах комплекты испытательных инструментов (КИИ) используют для вызова притока из пластов малой продуктивности, очистки околоскважинной зоны пластов, оценки эффективности обработок пластов, испытания на герметичность цементных мостов и колонн и для решения других задач, связанных с созданием депрессии в ограниченном интервале ствола скважины, обсаженной колонной.

Пластоиспытатели позволяют создавать мгновенно высокую депрессию, что является благоприятным фактором для очистки призабойных зон пласта и вызова притока пластового флюида. При этом повышается эффективность результатов испытания (экономичность, объем и качество информации) и обеспечивается испытание объектов в скважинах с негерметичной колонной обсадных труб.

Пакер, испытатель пластов, запорный и поворотный клапаны и глубинные регистрирующие манометры обеспечивают выполнение процесса испытания. Остальные узлы КИИ служат для предупреждения возможных осложнений или аварий в скважине.

Пакер изолирует интервал испытания от остальной части скважины. Длину хвостовика (труб ниже пакера) выбирают такой, чтобы при спуске КИИ к забоя пакер находился над объектом испытания. При передаче на пакер осевой сжимающей нагрузки его резиновый элемент деформируется, увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины. Шток пакера снабжен каналом, постоянно открытым для прохода пластового флюида. Если приложить к пакеру осевую растягивающую нагрузку, то уплотняющий элемент пакера возвращается в исходное положение.

Испытатель пластов, снабженный приемным и уравнильным клапанами, сменным штуцером (см. рис. 10.5), устанавливается выше пакера. При спуске и подъеме КИИ испытатель растянут, его приемный клапан закрыт, поэтому не допускает поступления промывочной жидкости в трубы. Уравнильный клапан испытателя пластов открыт, и через него обеспечивается переток промывочной жидкости из-под пакера (при спуске) или под пакер (при подъеме КИИ) через фильтр, шток пакера, безопасный переводник и ясс. Наличие такого перетока снижает эффект поршневания при движении пакера в скважине.

После упора хвостовика на забой скважины и передачи на КИИ осевой сжимающей нагрузки происходят свободное сжатие пакера, пакерова-

ние ствола скважины и медленное сжатие пластоиспытателя. Во время этих процессов закрывается уравнильный клапан, а затем открывается приемный клапан испытателя, соединя полости пустых или частично заполненных жидкостью труб над КИИ с подпакерным объемом скважины. Давление под пакером мгновенно уменьшается, и начинается приток из пласта.

По окончании испытания при натяжении инструмента испытатель растягивается, закрывается его приемный клапан, перекрывая полость труб над КИИ, после чего открывается уравнильный клапан, соединя затрубное пространство над пакером с подпакерным пространством. Давление под пакером и над пакером выравнивается, и на пласт передается давление ствола промывочной жидкости в скважинах.

Промышленность выпускает многоцикловые испытатели пластов, снаб-

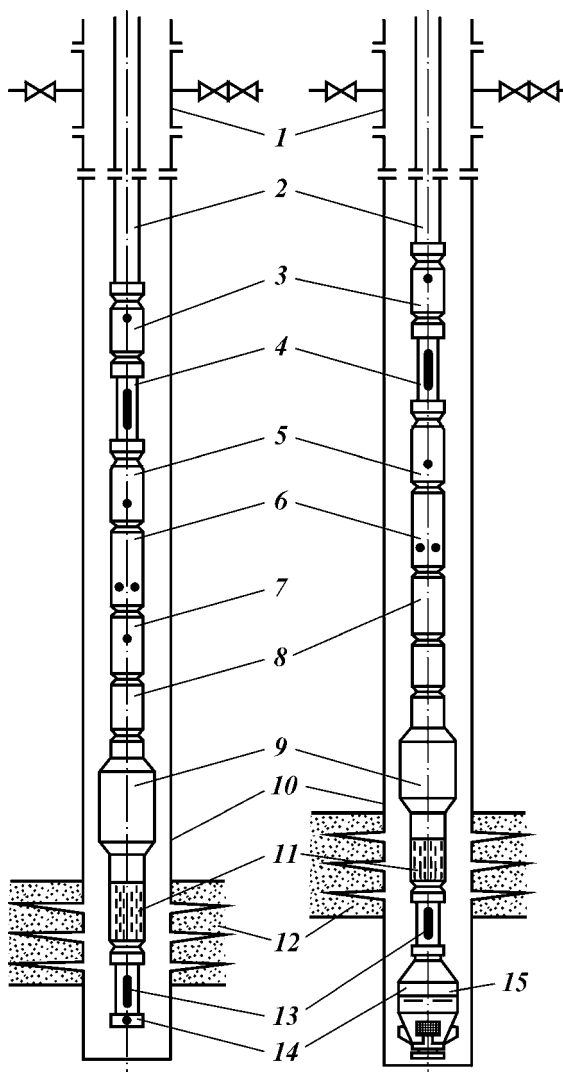


Рис. 13.11. Схема пакерования при работе с КИИ:

1 — колонная головка; 2 — НКТ; 3 — циркуляционный клапан; 4, 13 — манометры; 5 — запорно-оборотный клапан; 6 — испытатель пластов; 7 — ясс; 8 — пробоотборник; 9 — пакер; 10 — обсадная колонна; 11 — фильтр; 12 — пласт; 14 — опорная плита; 15 — башмак

женные двух-, трех- и многоцикловыми запорно-поворотными клапанами (ЗПК). Эти клапаны предназначены для перекрытия полости труб по окончании притока в целях регистрации процесса восстановления забойного давления. Его устанавливают выше испытателя пластов и спускают открытым. В конце притока путем вращения труб над КИИ запорно-поворотный клапан закрывают и выдерживают в закрытом положении (для получения кривой восстановления давления). Продолжительность закрытого периода должна быть равной приблизительно половине времени притока, но не менее 20 мин.

В многоцикловых испытателях при последующем вращении труб клапан опять открывается и вновь закрывается, повторяя многократный цикл испытания.

При испытании хвостовик может упираться на забой (рис. 13.11) или не упираться на него, когда в скважину спускают механический шлипсовый пакер, способный опираться на стенку обсадной колонны. При упоре на забой необходимо обратить внимание на качество моста, чтобы не вызвать проседание хвостовика в нем.

В целях обеспечения беспрепятственного спуска испытателя проверяется проходимость его по колонне. Для этого до перфорации или после нее по колонне обсадных труб пропускают шаблон, длиной и внешним диаметром равный пакеру.

Для обеспечения более надежной герметизации резьбовых соединений и их достаточного запаса прочности на растягивающее усилие и страгивающие нагрузки пластоиспытатель желательнее спускать на бурильных трубах.

Устье скважины должно быть оборудовано превенторами, а перед испытанием должны быть смонтированы линии для отвода от устья пластового флюида на расстояние, регламентированное правилами безопасности.

В целях предупреждения открытого выброса на скважине должен быть запас жидкости не менее двух объемов скважин.

13.19. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН АЗОТОМ

Применение газообразных агентов — наиболее перспективное направление развития методов снижения уровня в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надежность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечивать быстрое опорожнение глубоких скважин, быстрое и резкое или медленное и плавное снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования и др.

Сначала в качестве газообразных агентов повсеместно применяли воздух. Однако практикой освоения и исследования скважин выявлены серьезные недостатки при использовании передвижных воздушных компрессоров. Закачка воздуха в скважину с помощью последних часто приводит к взрывам, которые, как правило, сопровождаются травмированием людей, создают условия для открытого фонтанирования скважин, причиняют зна-

чительный материальный ущерб народному хозяйству. После аварий многие скважины обычно ликвидируются из-за невозможности их восстановления.

Основная причина аварий — нарушение технологии работ (закрытие скважины со сжатым воздухом на длительное время и последующий спуск или подъем глубинных приборов в ней, зажигание факела при продувке скважины воздухом); 30 % аварий — результат выпуска газовой смеси из скважины в атмосферу или перепуска ее из скважины в замкнутую полость в устьевом оборудовании (лубрикатор, манифольдная линия) от разряда статического электричества и ударной волны сжатия. Аварии возникали также в связи с нарушением технологии вызова притока — закрытия скважины со сжатым воздухом на длительное время, приводящего к образованию взрывчатой смеси в больших объемах и под высоким давлением.

Для устранения этой группы аварий необходимо сразу же после окончания закачки удалить воздух из скважины. Поскольку определенное количество взрывчатой смеси образуется в процессе закачки воздуха, удалять ее из скважины следует через специальное устройство в целях исключения возможности воспламенения от разряда статического электричества, ударного сжатия и открытого огня.

Более 50 % аварий происходило в процессе закачки воздуха в скважину в результате самовозгорания нагаромасляных отложений в коммуникациях компрессора, а также самовозгорания пиррофорных соединений сульфидов железа в оборудовании скважины.

Образование нагаромасляных отложений и их самовозгорание обусловливаются применением некачественного компрессорного масла, нарушением правил эксплуатации и обслуживания компрессоров, а также недостатками самих компрессоров (отсутствие холодильника и маслоотделителя после четвертой ступени сжатия). В связи с этим практически полное устранение этой группы аварий не представляется возможным. В скважинах, в которых вследствие сероводородной коррозии образуются пиррофорные отложения, опасность взрыва при обработке компрессором еще более усугубляется.

Следовательно, применение способа вызова притока жидкости из нефтяных скважин с помощью передвижных воздушных компрессоров не отвечает требованиям охраны труда и охраны природы. Отсюда возникает необходимость отказаться от этого способа и перейти к безопасным методам вызова притока жидкости с использованием в качестве рабочего агента инертных газов, в частности азота. До внедрения безопасных способов освоения скважин с помощью инертных газов можно допустить освоение воздушной пеной с использованием передвижного компрессора.

Опыт объединения «Укрнефть» показывает, что технические и технологические вопросы, связанные с переходом на освоение скважин с помощью азота, в принципе решены. В качестве транспортного и технологического оборудования предложена выпускаемая Одесским заводом установка АГУ-8К, применяемая в химической промышленности для транспортирования и газификации жидкого азота.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения мало-

эффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температурах окружающего воздуха от -30 до $+50$ °С.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их удаления из скважины противодействие на пласт можно снизить в необходимых пределах.

Область применения различных азотосодержащих циркуляционных агентов (газообразного азота, газированной им жидкости — пены) для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотосодержащих систем: последовательная в один цикл и более промывка скважин газированной азотом жидкостью (пенной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом.

2

ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЧАСТЬ СКВАЖИН

14

ГЛАВА БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Буровая установка – это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций. Современные буровые установки включают в себя следующие составные части:

буровое оборудование (талевый механизм, насосы, лебедка, вертлюг, ротор, привод, топливомаслоустановка, дизель-электрические станции, пневмосистема);

буровые сооружения (вышка, основания, сборно-разборные каркасно-панельные укрытия);

оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спускоподъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

оборудование для приготовления, очистки и регенерации промывочного раствора (блок приготовления, вибросита, песко- и глиноотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и промывочного раствора);

манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

устройства для обогрева блоков буровой установки (теплогенераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для разводки теплоносителя).

14.1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К БУРОВЫМ УСТАНОВКАМ

Требования, предъявляемые к буровым установкам, определяются условиями бурения. Из факторов, определяющих условия бурения, в

первую очередь следует учитывать: природно-климатические и геологические; отдаленность от ремонтных баз и источников энергии; частоту перемещения на новые точки бурения; загазованность окружающей среды, загрязненность рабочих мест буровым промывочным раствором; необходимость обеспечения бесперебойного процесса бурения для устранения возможных осложнений в стволе скважины; высокую абразивность и коррозионную активность бурового промывочного раствора; стесненность рабочих мест и др.

Требования к буровым установкам разделяются на технические, эксплуатационные, технологические, экономические, социальные и специальные.

Технические требования заключаются в том, чтобы конструкция буровой установки отвечала новейшим достижениям науки и техники, а ее параметры соответствовали мировым стандартам. Машины и оборудование имели бы высокий коэффициент полезного действия (КПД), достаточную прочность, надежность и долговечность.

Эксплуатационные требования состоят в том, что в процессе эксплуатации работоспособность буровой установки будет поддерживаться проведением технического обслуживания и ремонтов. С этой целью необходимо обеспечить высокую ремонтпригодность буровой установки, т.е. доступность ее агрегатов для технического обслуживания и ремонта, возможность контроля технического состояния и замены быстроизнашивающихся узлов и деталей.

Технологические требования связаны с материальными и трудовыми затратами на изготовление буровых установок. К ним относятся:

- простота конструкции машин, достигаемая максимальным упрощением их структурной схемы;

- простота форм деталей, рациональный выбор материала и способа получения заготовок с целью экономии материала;

- оптимальные точность изготовления и шероховатость поверхности, уменьшение размеров обрабатываемых поверхностей;

- правильный выбор допусков и посадок, обеспечивающий взаимодействие деталей, взаимозаменяемость, соблюдение их размера для устранения подгоночных работ при сборке;

- максимальное использование стандартных и унифицированных узлов и деталей;

- уменьшение номенклатуры режущего и крепежного инструментов, используемых при механической обработке и сборке.

Экономические требования связаны с необходимостью обеспечения минимальных производственных и эксплуатационных расходов, определяющих эффективность буровой установки. В сфере производства экономические требования удовлетворяются технологичностью конструкций, позволяющей при заданном объеме выпуска и конкретных производственных возможностях изготовить машину при наибольшей производительности труда и наименьшей себестоимости. Важное экономическое требование — экономия металла и других материалов путем снижения материалоемкости машин и оборудования. К эксплуатационным экономическим показателям относятся производительность механического бурения и спускоподъемных операций, время, затрачиваемое на подготовительно-заключительные, вспомогательные и ремонтные работы.

К социальным требованиям относятся безопасность работы, легкость

управления и обеспечение нормальных условий труда для обслуживающего персонала. Социальные требования должны рассматриваться как обязательные вследствие того, что условия работы буровиков относятся к тяжелым и опасным.

Специальные требования связаны с условиями работы буровых установок. Компонировочные схемы и расположение машин и всей установки выбираются с учетом удобств управления и обслуживания, а также ограничений в занимаемой площади, что особенно важно для работы в море и на пересеченной местности. Масса буровых машин должна соответствовать грузоподъемности промысловых кранов и транспортных средств. Буровая установка должна разбираться на транспортабельные и легко демонтируемые узлы. Электрооборудование должно иметь взрывобезопасное исполнение.

14.2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВОК

В 1959 г. была принята отраслевая норма Н900–59, регламентирующая основные характеристики буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. В ней предусматривалось пять классов буровых установок, различающихся по грузоподъемности (50, 75, 125, 200 и 300 т). Ее заменила норма Н900–66 с изменениями и дополнениями. На основе этой нормы был разработан и действовал ГОСТ 16293–70, взамен которого ввели ГОСТ 16293–82.

Из параметров, включаемых в стандарты буровых установок, выделяется главный параметр, наиболее полно характеризующий эксплуатационные возможности буровой установки. В период действия нормалей Н900–59 и Н900–66 в качестве главного параметра принималась номинальная грузоподъемность, значение которой приводилось в шифре буровой установки (например, БУ80БрД или Уралмаш 125БД).

В ГОСТ 16293–70 были представлены девять классов буровых установок, различающихся по максимальной нагрузке на крюке, допускаемой в процессе проходки и крепления скважины, и по условной глубине бурения скважины, определяемой исходя из массы 1 м бурильной колонны, равной 30 кг. После введения ГОСТ 16293–70 в шифр буровой установки вместо номинальной грузоподъемности была внесена условная глубина бурения (например, БУ2500ДГУ или БУ3000БД).

В ГОСТ 16293–82 включено 11 классов буровых установок, главными параметрами которых являются допускаемая нагрузка на крюке и условный диапазон глубин бурения (табл. 14.1). Соответственно в шифре новых буровых установок указывают условную глубину бурения и допускаемую нагрузку на крюке (например, БУ1600/100ЭУ). К важным отличительным признакам, указываемым в шифре буровой установки, относятся тип силового привода (Д – дизельный, ДГ – дизель-гидравлический, ДЭР – дизель-электрический регулируемый, Э – электрический на переменном токе, ЭП – электрический на постоянном токе и др.) и монтажеспособность буровой установки (У – универсальная монтажеспособность).

Основные параметры комплектных буровых установок для эксплуатационного и глубокого

Параметр	Класс буро				
	1	2	3	4	5
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800	1000	1250	1600	2000
Условный диапазон бурения, м	600 – 1250	1000 – 1600	1250 – 2000	1600 – 2500	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевой системы	4×5	4×5	4×5	4×5	5×6
Диаметр талевого каната, мм	22; 25	22; 25	22; 25; 28	25; 28	28; 32
Скорость подъема крюка при расхаживании обсадных колонн и ликвидации аварий, м/с	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с, не менее	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Мощность на приводном (входном) валу подъемного агрегата, кВт	200 – 240	240 – 300	300 – 440	440 – 550	550 – 670
Проходной диаметр стола ротора, мм	460; 560	460; 560	520,7; 560	560	560
Мощность на приводном валу ротора, кВт, не более	180	180	180 – 370	370	370
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	2000	2000	3200	3200	3200
Момент, передаваемый столом ротора, кН·м, не более	30	30	50	50	50
Число основных буровых насосов, не менее	1	1	2	2	2
Мощность привода бурового насоса, кВт	300; 375	300; 375	475	475; 600; 750	475; 600; 750
Наибольшее давление на выходе насоса (в манифольде), МПа	20; 21	20	21; 25	25; 32	25; 32
Номинальная длина свечи, м	18	18	18; 25; 27	18; 25; 27	25; 27; 36
Высота основания	3	4	4,4; 5,5	4,4; 5,5	5,0; 5,5

14.3. КОМПЛЕКТНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ
ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И ГЛУБОКОГО
РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Выпускаемые буровые установки периодически обновляются более производительными и надежными моделями, отвечающими возрастающим требованиям бурения и новейшим достижениям науки и техники. Повышение производительности и надежности буровых установок – предпосылка успешного выполнения непрерывно возрастающих объемов бурения. Во многих случаях смена выпускаемых моделей происходит в связи с изменением параметров буровых установок.

В комплектные буровые установки входят буровое оборудование и сооружения, оборудование системы циркуляции промывочного раствора, комплекс механизмов АСП для автоматизации спускоподъемных операций, регулятор подачи долота и др.

Таблица 14.1

разведочного бурения нефтяных и газовых скважин

вой установки

6	7	8	9	10	11
2500	3200	4000	5000	6300	8000
2500 – 4000	3200 – 5000	4000 – 6500	5000 – 8000	6500 – 10 000	8000 – 12 500
5×6	6×7	6×7	7×8	7×8	7×8
28; 32	32; 35	32; 35	35; 38	38; 42	42; 44
0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2
1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
670 – 900	900 – 1100	1100 – 1475	1475 – 2200	2200 – 2950	2500 – 2950
560	700	700	950	950	1260
370	370	440	500	540	540
3200	4000	4000	5000	6300	8000
50	80	80	80	120	—
2	2	2	2	2	3
475; 600; 750	600; 750; 950	600; 750; 950	950; 1180	1180	1180; 1840
25; 32; 35	25; 32	25; 32; 35	32; 40	40	40; 105
25; 27; 36	25; 27; 36	25; 27; 36	25; 27; 36	25; 27; 36	27; 36
5,0; 6,0	6,0	6,7; 8,0	6,9; 8,0	7,5; 8,0	8,5

Широко распространены буровые установки на базе комплектов основного бурового оборудования Уралмаш. Для морских буровых установок Уралмашзавод выпускает буровое оборудование ПБУ 6000/60ПЭМ и ППБУ 6000/200ППЭМ. На предприятиях бурения эксплуатируются снятые с производства буровые установки БУ80БрД, БУ80БрЭ, Уралмаш 3000ЭУК, Уралмаш 3000ЭУ, Уралмаш 4000Э-1, Уралмаш 4000Д-1, Уралмаш 6500Э, Уралмаш 6500ДГ, а также отдельные опытные модели.

Буровые установки БУ2500ДГУ и БУ2500ЭУ разработаны взамен буровых установок БУ80БрД и БУ80БрЭ-1. Основное и вспомогательное оборудование этих установок монтируется на отдельных блоках, транспортируемых гусеничными тяжеловозами.

На вышечном блоке размещаются вышка, буровая лебедка с коробкой перемены передач, ротор, трансмиссии лебедки и ротора, вспомогательный привод, ключ АКБ-ЗМ2, вспомогательная лебедка, консольно-поворотный кран, пульт бурильщика и некоторое другое оборудование. Основание этого блока представляет собой металлическую платформу с опорами. Лебедка со вспомогательным тормозом и рамой образует лебедочную секцию вы-

шечного блока. Коробка перемены передач, трансмиссия лебедки и вспомогательный привод с рамой входят в приводную секцию вышечного блока. Приводной блок БУ2500ДГУ состоит из трех секций: дизельной, трансмиссионной и воздухоборников. В дизельной секции установлены три силовых агрегата, мощность которых через карданные валы передается цепному суммирующему редуктору. В трансмиссионной секции установлены цепной суммирующий редуктор и две компрессорные станции. Цепной редуктор позволяет передавать мощность силовых агрегатов буровой лебедке, насосам, ротору и одной компрессорной станции (вторая компрессорная станция имеет индивидуальный электрический привод). В секции воздухоборников располагаются два воздухоборника, агрегат подогрева воздуха АПВ 200/140, фильтр-влагоотделитель и маслоотделитель.

Насосный блок состоит из двух насосных секций с пультом управления насосами, необходимыми коммуникациями и компрессором высокого давления для зарядки пневмокомпенсаторов. Каждая насосная секция включает раму, трехпоршневой насос одностороннего действия НБТ-600 и привод.

Дизель-генераторный блок состоит из основания с укрытием, двух дизель-электрических агрегатов, станций управления, сливных баков и аккумуляторных батарей.

Приемные мостки для укладки и подачи на буровую площадку бурильных и обсадных труб, а также других механизмов и инструмента состоят из стеллажей, горизонтальных и наклонных трапов.

Секционная конструкция позволяет при необходимости транспортировать буровую установку более мелкими частями, состоящими из отдельных секций рассмотренных блоков.

Установка БУ3000БД с пятидизельным приводом применяется для бурения эксплуатационных и разведочных скважин в неэлектрифицированных районах. Она комплектуется на заводе-изготовителе комплексом механизмов АСП для автоматизации спускоподъемных операций, вышкой, основанием и каркасом укрытий.

БУ3000БЭ1 — модификация БУ3000БД. Благодаря электрическому приводу эта установка имеет более простую кинематическую схему и большую производительность (планируемая проходка в год соответственно 5700 и 3540 м).

БУ3000ЭУК поставляется с буровыми сооружениями, обеспечивающими универсальный монтаж и транспортировку (крупными и мелкими блоками, а также поагрегатно). Она предназначена для кустового бурения скважин в условиях Западной Сибири. БУ3000ЭУК-1 — модификация БУ3000ЭУК и отличается от нее эшелонным расположением блоков, позволяющим значительно увеличить число разбуриваемых скважин в одном кусте (БУ3000ЭУК позволяет пробурить 16 скважин в кусте). Модернизированная буровая установка БУ3000ЭУК-1М имеет допускаемую нагрузку на крюке 2000 кН против 1700 кН в установках БУ3000ЭУК.

В БУ3000ДГУ используются дизель-гидравлические силовые агрегаты СА-10 с дизелем 6ЧН21/21 мощностью 475 кВт вместо дизелей В2-450. В лебедках БУ3000ЭУ используется электромагнитный вспомогательный тормоз вместо гидродинамического. Двухпоршневые насосы двустороннего действия У8-6МА2 заменены более эффективными трехпоршневыми одностороннего действия УНБТ-950. Установки БУ3000ДГУ и БУ3000ЭУ в отличие от БУ3000БД и БУ3000БЭ поставляются с основаниями для универсального монтажа и транспортировки.

БУ4000ГУ-Т предназначена для экспорта в страны с тропическим климатом. Конструктивное исполнение и состав поставки учитывают требования заказчиков. Параметры ее соответствуют мировым стандартам.

БУ4000Д-1 и БУ4000Э-1 отличаются от комплексов Уралмаш 3ДЦ-76 и Уралмаш 4Э-76 тем, что буровое оборудование поставляется заводом-изготовителем вместе с буровыми сооружениями, комплексом механизмов АСП, регулятором подачи долота, краном для обслуживания мостков, талевым механизмом с оснасткой 5×6 или 6×7 в зависимости от пожелания потребителя.

БУ5000ДГУ и БУ5000ЭУ снабжены комплексом механизмов АСП, регулятором подачи долота, насосами УНБ-600 и буровыми сооружениями для универсального монтажа и транспортировки. Установка БУ5000ДГУ имеет дизель-гидравлический привод на базе силовых агрегатов СА-10.

БУ6500Э и БУ6500ДГ, заменившие Уралмаш 200Д-IV и Уралмаш 200Э-IV, оснащены комплексом АСП, насосами У8-7МА-2, дизель-гидравлическим приводом от агрегатов 1АДГ-1000, современным электрооборудованием и буровыми сооружениями для мелкоблочного монтажа.

Комплект бурового оборудования Уралмаш 6000ПЭМ предназначен для плавучих самоподъемных буровых установок типа Уралмаш 6000/60 ПБУ, используемых для бурения скважин при глубине моря 60 м. Комплект оснащен регулируемым электрическим приводом лебедки, насосов и ротора, комплексом АСП, благодаря которому степень механизации спуско-подъемных операций достигает 75 %.

Комплект бурового оборудования Уралмаш 6000/200ППЭМ предназначен для плавучих полупогружных буровых установок.

Буровая установка состоит из комплекса сооружений и механизмов для удержания на весу бурильной колонны, ее подачи, спуска, подъема и наращивания, комплекса оборудования для обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине, его очистки от выбуренной породы и газа, восстановления его свойств, а также оборудования для вращения бурильной колонны.

Оборудование для герметизации устья скважины состоит из глухих и проходных плашечных превенторов, универсальных и вращающихся превенторов и системы их управления.

Независимо от способа вращательного бурения для выполнения всех операций основная схема буровой установки и состав ее оборудования почти во всех случаях одинаковые и различаются только параметрами и конструкцией.

На рис. 14.1 показан общий вид, а на рис. 14.2 приведена функциональная схема буровой установки для глубокого вращательного бурения с промывкой скважины буровым промывочным раствором.

Буровая установка состоит из вышки, поддерживающей на весу бурильную колонну, силового привода, оборудования для вращения и подачи бурового долота, насосного комплекса для прокачивания бурового раствора, устройств для его приготовления и очистки от выбуренной породы и газа и восстановления качества, комплекса оборудования для спуска и подъема колонн для смены изношенного долота, оборудования для герметизации устья скважины, контрольно-измерительных приборов и других устройств. В комплект буровой установки также входят основания, на которых монтируют, а иногда и перевозят оборудование, мостки, лестницы, емкости для топлива, раствора, воды, химических реагентов и порошкообразных материалов.

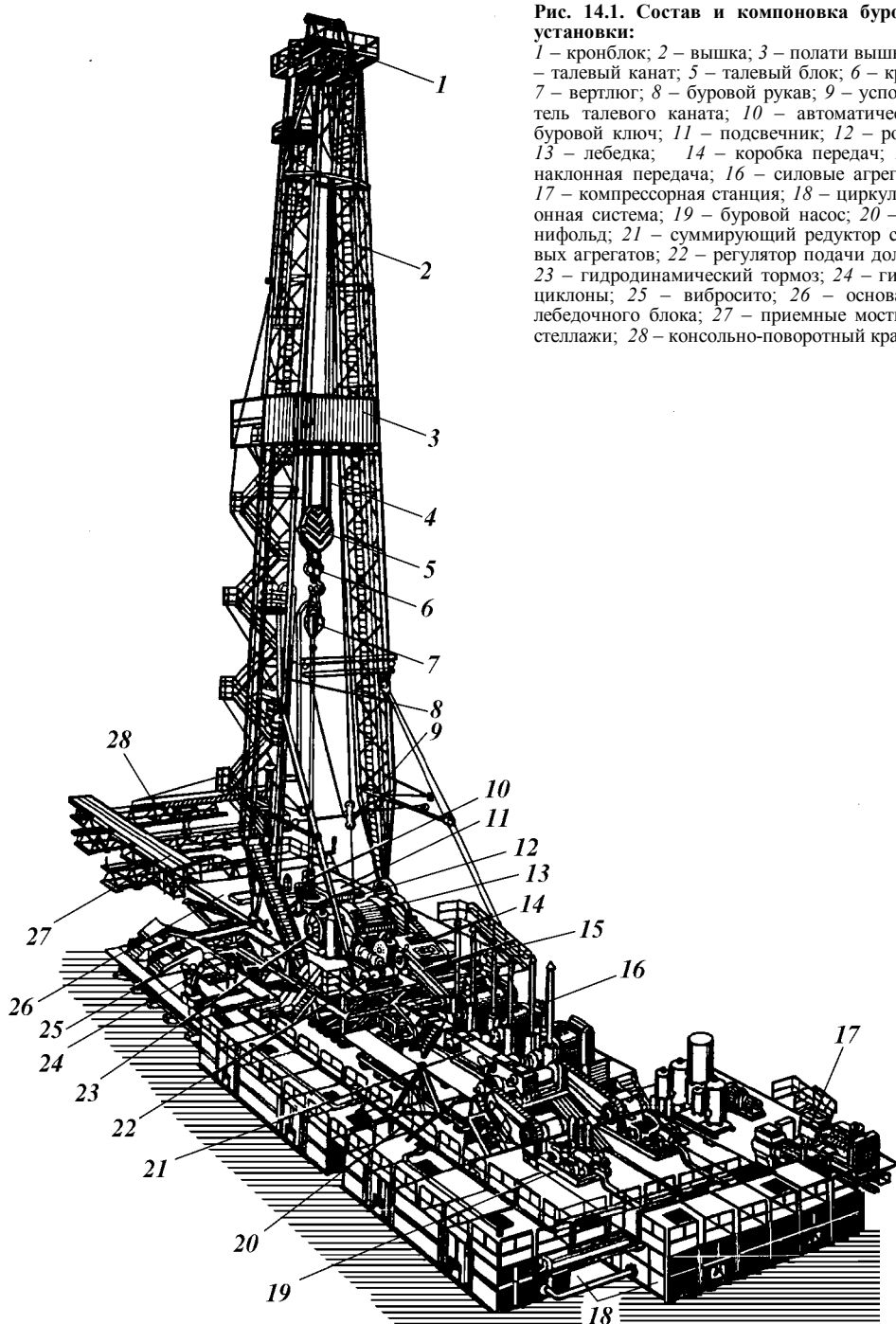


Рис. 14.1. Состав и компоновка буровой установки:

1 – кронблок; 2 – вышка; 3 – полаты вышки; 4 – талевый канат; 5 – талевый блок; 6 – крюк; 7 – вертлюг; 8 – буровой рукав; 9 – успокоитель талевого каната; 10 – автоматический буровой ключ; 11 – подсвечник; 12 – ротор; 13 – лебедка; 14 – коробка передач; 15 – наклонная передача; 16 – силовые агрегаты; 17 – компрессорная станция; 18 – циркуляционная система; 19 – буровой насос; 20 – манифольд; 21 – суммирующий редуктор силовых агрегатов; 22 – регулятор подачи долота; 23 – гидродинамический тормоз; 24 – гидrocиклоны; 25 – вибросито; 26 – основание лебедочного блока; 27 – приемные мостки и стеллажи; 28 – консольно-поворотный кран

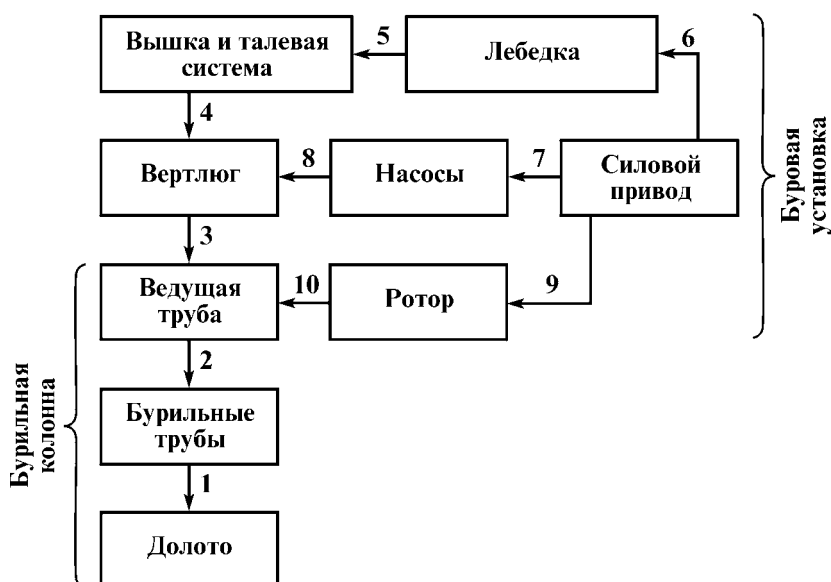


Рис. 14.2. Функциональная схема буровой установки:

1 — переводник и центратор; 2, 3 — переводники ведущей трубы и вертлюга; 4 — крюк; 5 — ведущая ветвь каната; 6, 7, 9 — трансмиссии лебедки и ротора; 8 — линия высокого давления; 10 — зажимы ротора

Максимальная скорость бурения скважины достигается, когда характеристики применяемого оборудования наиболее полно удовлетворяют требованиям режимов бурения. Физико-механические свойства горных пород, определяющие их буримость, изменяются в широких пределах, поэтому буровая установка должна позволять изменять в достаточно широком диапазоне параметры режимов бурения. К факторам, определяющим режим бурения, можно отнести соответствие типа и размеров долота условиям бурения, осевую нагрузку на него, частоту его вращения, количество и качество прокачиваемой жидкости или газа, время работы долота на забое.

Время работы долота на забое зависит от типа и конструкции долота, качества его изготовления, свойств разбуриваемых пород и режима эксплуатации долота. Средняя продолжительность пребывания долота на забое (в ч): для шарошечных долот при турбинном бурении в твердых породах 1,5–3, в мягких — 5–15, при роторном бурении в твердых породах 20–100, в мягких — 80–250, для режущих и истирающих долот при турбинном бурении 10–30, при роторном — 30–60, для алмазных долот в твердых породах 10–20 ч, в средних и мягких породах до 200. Все механизмы и агрегаты буровой установки должны обеспечивать бесперебойную работу в течение указанного времени.

Эти данные ориентировочные. По мере применения долот новых типов и улучшения режимов бурения время пребывания долот на забое может увеличиваться.

Для наращивания бурильной колонны процесс бурения останавливают через каждые 6, 9 или 12 м углубления скважины. Время, затрачиваемое на наращивание, составляет 3–10 мин.

Весь цикл работы буровой установки или рейс одного долота приведен на диаграмме (рис. 14.3). Как видно из диаграммы, рейс состоит из

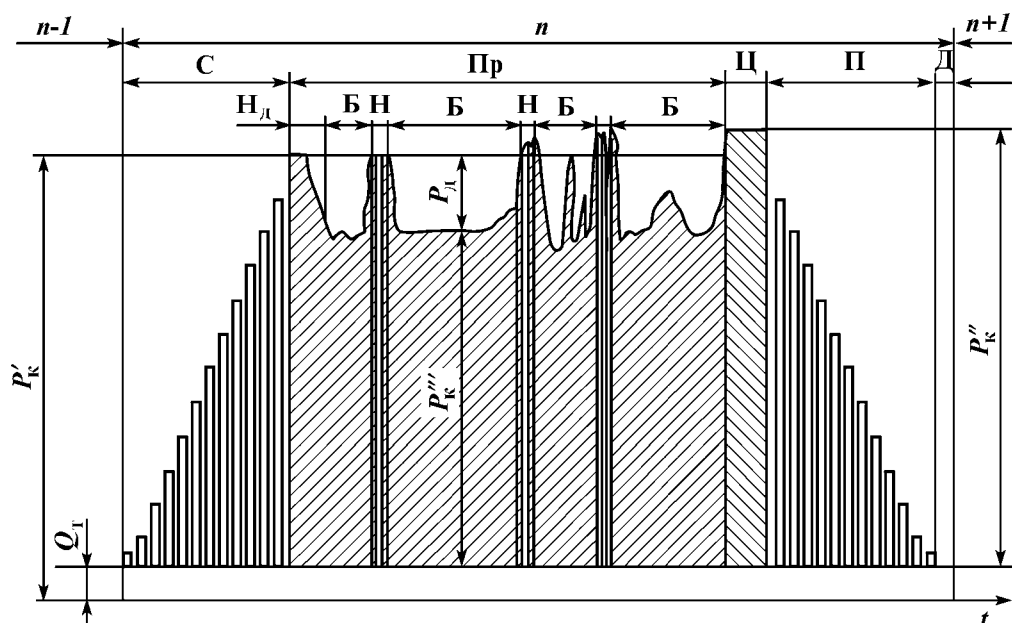


Рис. 14.3. Диаграмма одного цикла (рейса долота) буровой установки:

С — спуск колонны; Пр — проходка; Ц — циркуляция и промывка скважины; П — подъем колонны; Д — смена долота; Б — бурение; Н — наращивание; t — время; P'_k , P''_k , P'''_k — нагрузка соответственно на крюке в начале, конце рейса и при бурении; P_Δ — нагрузка на долото; n — номер рейса; H_Δ — нагружение долота; Q_T — вес талевой системы

спуска С колонны с циклическим увеличением нагрузки на крюк P_k до наибольшей для данной глубины скважины, нескольких периодов бурения Б, наращивания Н и подъема П колонны для смены долота Д с циклическим уменьшением нагрузки на крюк по мере извлечения каждой свечи. Скорость спуска бурильной колонны лимитируется технологическими условиями, состоянием ствола скважины и составляет 1–2 м/с в необсаженном и до 3 м/с в обсаженном стволе.

При подходе к забою скважины спуск бурильной колонны замедляют, чтобы не заклинить новое долото, так как изношенное предыдущее долото по мере износа уменьшает диаметр и форму скважины. На некотором расстоянии от забоя долото останавливают и скважину промывают, после чего начинают вращать долото, осторожно подводят его к забою и производят проработку при иной части ствола с небольшой нагрузкой. После этого нагрузку на долото быстро и плавно увеличивают, доводя в минимально возможное время до максимальной, установленной для данных условий бурения. Затем нагрузку регулируют в зависимости от характера проходимых пород. Скорость бурения может меняться от 0,1 до 60 м/ч и даже более.

После углубления скважины на всю длину ведущей трубы бурение приостанавливают, колонну приподнимают и скважину промывают для того, чтобы поднять выбуренную породу в затрубном пространстве на высоту, исключающую возможность оседания выбуренной породы на забой во время наращивания. Промывка необходима также для выравнивания параметров раствора в затрубном пространстве и внутри колонны труб.

После промывки скважины колонну поднимают на длину ведущей трубы, устанавливают на клиньях или элеваторе на столе ротора, отсоединяют

ведущую трубу с вертлюгом от колонны и устанавливают ее в шурф, находящийся вблизи устья скважины. Затем колонну наращивают на одну заранее подготовленную трубу. После наращивания колонну приподнимают, освобождают в роторе, опускают на длину добавленной трубы, вновь устанавливают на роторе и соединяют ведущую трубу с бурильной колонной. Затем промывают скважину, спускают колонну до забоя и снова продолжают бурение.

Число наращиваний колонны в процессе каждого рейса (долбления) определяется проходкой на долото и длиной добавляемой трубы, а время долбления – скоростью углубления и проходкой на долото, которые зависят от конструкции и качества изготовления долота, соответствия его типа проходным породам, а также от режима бурения, глубины скважины, физико-механических свойств буримых пород и свойств бурового раствора, квалификации буровой бригады и др. Однако во всех случаях по мере увеличения глубины скважины показатели работы долот ухудшаются. После срабатывания долота поднимают бурильную колонну для его замены. Скорость движения колонны при подъеме зависит от мощности подъемной системы и в среднем составляет около 1 м/с и меняется в пределах 0,4–1,8 м/с в зависимости от веса и длины колонны.

14.4. ВЫБОР ВИДА И ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР УСТАНОВКИ

Естественно, что для бурения разнообразных разведочных, эксплуатационных, вертикальных или наклонных скважин различной глубины на суше, с поверхности воды и в других условиях не может существовать один класс и вид буровой установки, хотя во всех случаях установка выполняет почти одинаковые функции. В то же время не представляется возможным для разных условий бурения создавать специальную установку, поэтому буровые установки должны обладать определенной универсальностью или допускать быструю модификацию и быть приспособленными для конкретных условий бурения.

Буровую установку выбирают с учетом следующих факторов:

назначение установки и условия бурения – бурение на суше (равнина, горы, леса), в болотах, на море и пр.; климат, температура окружающего воздуха и ее колебания, сила ветра и пр.;

цель бурения – разведочное или эксплуатационное;

тип и параметры скважины – вертикальная или наклонная; глубина бурения и конструкция скважины;

технология и методы бурения (ротором или забойными двигателями), требуемая гидравлическая мощность на забое, типы и свойства бурового промывочного раствора (жидкость, пена или газ), характер основы раствора (вода или нефть), метод спуска и подъема колонн и др.;

геологические условия бурения – характер буримых пород, возможные осложнения, аномальность давлений, изменение температур по глубине, степень агрессивности подземных вод и т.д.

Выяснив и проанализировав все эти факторы, намечают вид установ-

ки. Рассмотрим метод выбора так называемых классических буровых установок для бурения на суше для равнинных местностей средней полосы, представляющих в настоящее время наиболее крупную группу установок.

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Буровая установка должна обеспечивать наибольшую производительность и эффективность. Единицей продукции буровой установки является скважина или каждый пробуренный метр, а мерой производительности и эффективности установки – стоимость скважины или 1 м бурения в заданных условиях.

Очевидно, что мелкую скважину можно пробурить установкой, предназначенной для бурения более глубоких скважин, например, установкой для скважины глубиной 6000–7000 м можно пробурить скважину глубиной 2550 м, но заранее известно, что это неэкономично, а пробурить скважину глубиной 6000–7000 м установкой, предназначенной для бурения скважин глубиной 2500 м, естественно, невозможно. Во многих случаях пределы экономической целесообразности применения той или иной установки теоретически найти довольно трудно без соответствующего анализа ее параметров (характеристик и данных эксплуатации).

Буровые установки характеризуются глубиной бурения, мощностью привода подъемного и насосного комплексов, максимально допустимой нагрузкой на подъемный комплекс и оборудование для вращения бурильной колонны, диаметром ствола скважины и применяемых бурильных труб, подачей и давлением насосов, мобильностью буровой установки, видом применяемой энергии для привода.

Буровые установки подразделяют на две категории: для бурения глубоких эксплуатационных и разведочных скважин; для бурения неглубоких структурных и поисковых скважин.

Установки первой категории отличаются от установок второй категории большей возможной глубиной бурения скважины, большим диаметром бурения и более тяжелыми бурильными трубами. Естественно, что мощность и максимально допустимая нагрузка на эти установки значительно выше, больше и их масса.

Буровые установки первой категории (см. рис. 14.1) менее мобильны; обычно их перевозят с одной точки бурения на другую по частям (блоками) в зависимости от дорожных условий и транспортных средств. Установки второй категории более мобильны; обычно все оборудование монтируют на одном шасси автомашины, трактора или прицепа.

Каждая категория буровых установок имеет несколько классов, которые обеспечивают наибольшую эффективность бурения скважин определенной глубины и конструкции.

Поскольку каждой буровой установкой при определенной мощности ее двигателей, максимально допустимой нагрузке на крюке можно пробурить скважины различной глубины и конструкции в зависимости от диаметра и массы применяемых бурильных и обсадных труб, то для сравнительной оценки мощности и класса буровой установки для глубокого бурения принимают глубину в метрах скважины конечного диаметра 215 мм, которая может быть достигнута при использовании бурильной колонны с бурильными трубами диаметром 114 мм и массой 1 м труб 30 кг. При рабо-

те с бурильными трубами других диаметров и массы предельная глубина бурения этой же буровой установкой может значительно отличаться от ее номинальной глубины.

14.5. ВЫБОР СХЕМЫ И КОМПОНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

К основным факторам, определяющим выбор схемы и компоновки относятся:

наилучшее выполнение основных функций, требуемых процессом проводки скважины при наиболее простой кинематической схеме установки;

быстрота и легкость монтажа и демонтажа и перевозки оборудования; стабильность конструкции и параметров установки после многократных перемещений с одной точки бурения на другую;

надежность сохранения соосности валов после многократных перевозок;

наименьшая общая металлоемкость конструкции;

доступность для монтажа и обслуживания агрегатов и управляющих органов установки;

возможность установки всего комплекта свечей бурильных и утяжеленных труб колонны на проектную глубину скважины обсадных труб с 10%-ным запасом на одну из колонн;

достаточная высота оснований для обеспечения возможности размещения противовыбросового и другого оборудования и использования имеющихся транспортных средств для перевозки;

наилучшее обеспечение требований техники безопасности ведения работ при наибольшем удобстве.

Компоновку следует начинать с решения главных вопросов – выбора рациональной схемы расположения оборудования, кинематической и силовой схемы буровой установки.

Основное правило компоновки – параллельный анализ нескольких вариантов и выбор наилучшего.

При компоновке надо определять целесообразность максимального использования унифицированных агрегатов и деталей, а также учитывать основные факторы, определяющие работоспособность и эффективность буровой установки. Часто важность отдельных факторов зависит от применяемых методов монтажа, демонтажа и перевозки оборудования.

При разработке компоновок сложных комплексов весьма эффективно использование макетов оборудования. Это позволяет проверить расположение оборудования, доступность, условия монтажа и транспортировки. Анализуют варианты компоновок оборудования в плане и в вертикальной плоскости, после чего выполняют компоновку разрабатываемого варианта сначала в плане, а затем в вертикальной плоскости.

Исходной точкой для компоновки в плане буровой установки является центр устья скважины O (рис. 14.4), с которым должен совпадать центр отверстия ротора, определяющий положение лебедки. Лебедку располагают против приемных мостков и ворот в буровую, чтобы при помощи лебедки можно было заводить в буровую трубы и другое оборудование. Ось $I-I$ главного барабана лебедки удалена на расстояние A от оси скважины $II-II$,

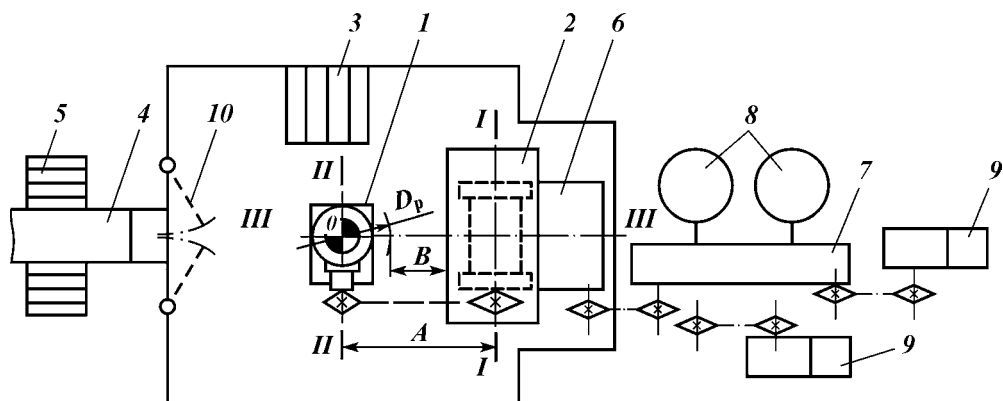


Рис. 14.4. Схема компоновки в плане бурового оборудования:

1 — ротор; 2 — лебедка; 3 — магазин для установки свечей (подсвечник); 4 — приемные мостки труб; 5 — стеллаж для труб; 6 — коробка передач; 7 — трансмиссия; 8 — двигатели; 9 — буровые насосы; 10 — ворота; O — центр скважины

чтобы обеспечить необходимое для работы операторов расстояние B между диаметром D_p ротора 1 и лебедкой 2. Лебедку следует располагать так, чтобы середина барабана лебедки (ось III–III) проходила также через ось скважины O .

Если главная лебедка расположена ниже уровня пола буровой, то расстояние A выбирают так, чтобы ведущая ветвь каната подходила к кронблоку, не цепляя вышку, и оператору был обеспечен обзор барабана при наматывании на него каната

Остальное оборудование может располагаться относительно лебедки различным образом в зависимости от назначения буровой установки и ее класса. На рис. 14.4 приведена классическая схема линейного расположения коробки передач, трансмиссий, двигателей и насосов за лебедкой. Преимущество такой компоновки — компактность размещения оборудования, позволяющая применять более легкие основания и цепные передачи в трансмиссии. При цепных трансмиссиях валы всех агрегатов должны быть параллельны и вращаться в одном направлении, что особенно удобно, когда для привода используют двигатели внутреннего сгорания с односторонним вращением.

При компоновке оборудования с боковым расположением двигателей и карданными валами в трансмиссиях все оборудование должно быть расположено почти на одном уровне, так как карданные валы не допускают больших углов наклона. Подобная схема вполне приемлема для легких самоходных буровых установок, не требующих оснований большой высоты. Для буровых установок глубокого бурения при большой высоте оснований (4–10 м) располагать лебедку и силовой привод на одном уровне можно только в морских и других установках, не требующих демонтажа и монтажа при бурении новой скважины. Для наземных буровых установок, перевозимых блоками, подобная схема неудачна, так как требует подъема тяжелого оборудования (массой 20–30 т) на большую высоту. Из-за сложности монтажа эти установки малоэффективны, так как время монтажа иногда больше времени бурения скважины. В таких установках буровую лебедку можно располагать только на уровне земли, ниже пола буровой. На

полу буровой размещают ротор с приводом и вспомогательную лебедку, которая должна в этом случае иметь индивидуальный привод. В приведенной схеме ротор и лебедка снабжены отдельными коробками передач, что усложняет конструкцию.

Компоновки в плане буровых установок выполняют весьма разнообразно.

Перед выбором той или иной схемы компоновки необходимо рассмотреть все факторы и принять вариант, обеспечивающий наибольший технико-экономический эффект в заданных условиях.

Рабочее место представляет собой первичное звено установки, где находят отражения основные элементы производственного процесса и проявляются эффективность и качество труда

Рациональное расположение рабочего места и органов машины, на которые воздействует оператор, способствует достижению наиболее высокой производительности и созданию благоприятных психофизиологических условий труда.

В связи с тем, что при бурении скважины по существу один оператор (бурильщик) управляет всеми многочисленными функциями агрегатов и органов установки, а буровая бригада выполняет все необходимые операции, при проектировании буровой установки надо обратить особое внимание на организацию рабочего места и компоновку оборудования на нем.

Прежде всего, необходимо выполнить анализ состава операций, очередности их выполнения, возможного совмещения по времени, распределения функций между членами буровой бригады. Каждый член бригады может работать поочередно в различных местах в зависимости от вида проводимых работ на буровой установке: на площадке вокруг ротора; приемных мостиках; балконе вышки; в насосном и силовом отделениях; в зоне приготовления и очистки бурового раствора. Следует иметь в виду, что буровая бригада может работать на буровых установках различного класса и назначения, поэтому необходимо проанализировать типовую организацию рабочего места на уже существующих установках.

Процесс проводки скважины включает много разнообразных операций, большая часть которых повторяется при бурении каждой скважины в строго определенной последовательности, а часть операций (работы по предупреждению поглощений, газопроявлений, обвалов, ликвидации аварий и др.) проводят не всегда

Значительная часть операций, выполняемых буровой бригадой, требует использования различных приспособлений и механизмов, применяемых периодически. Многие из этих механизмов должны постоянно находиться на рабочем месте, что ухудшает условия работы операторов, поэтому в буровой установке следует предусматривать рациональную планировку оборудования на рабочем месте с таким расчетом, чтобы механизмы, не используемые в данной операции, не мешали ее выполнению.

В установке требуется предусмотреть оснащение рабочих мест основным и вспомогательным оборудованием, приспособлениями, механизмами, планировку рабочего места; необходимые условия труда на рабочем месте, способы и средства связи между рабочими местами.

Общую компоновку оборудования буровой установки осуществляют после выбора схем расположения основных агрегатов в плане и вертикальной плоскости. На этой стадии окончательно уточняют расположение оборудования с учетом всех факторов, а не только выполняемых функций.

В ряде случаев, казалось бы, такие второстепенные факторы, как, например, климатические условия или характер местности, не могут играть решающую роль, однако на выбор схемы компоновки эти факторы иногда оказывают большое влияние. Для бурения в обычных условиях на суше скважин глубиной до 2500 м мачта и подъемное оборудование монтируют на основании, прочно зафиксированном на точке бурения. Трансмиссии, коробка передач и приводные электродвигатели расположены по одной линии за лебедкой на уровне пола буровой. Высота основания привода большая (около 3 м), что несколько усложняет монтаж, демонтаж и конструкцию оснований, однако для бурения подобных скважин это может быть приемлемо, масса отдельных блоков не превышает 30 т и монтажно-демонтажные работы можно вести при помощи нефтепромысловых грузоподъемных средств. Насосный комплекс, приемные мостки и оборудование системы очистки и приготовления бурового раствора расположены компактно — так, чтобы площадь, занимаемая установкой, была минимальной (это очень важно при бурении скважин в районах использования земель в сельскохозяйственных целях). В то же время для бурения, например, в районах Восточной Сибири, в заболоченных местностях, где залежи нефти и газа находятся в малонаселенных районах, такое решение компоновки оказывается малоэффективным. Практика показала, что в таких условиях более производительнее кустовое бурение, для которого необходима другая модификация установки.

В буровой установке того же класса в исполнении для кустового бурения скважин в районах нефтепромыслов Тюмени в условиях болот и тайги основание вышечного блока монтируют на платформе, оборудованной тележками; на тележках установка перемещается от одной точки бурения к другой по рельсам на расстояние 5–8 м. Такой установкой разбуривают куст наклонных скважин (8–16 скважин), после чего установку разбирают и перевозят для бурения следующего куста скважин. Силовой привод лебедки расположен не на уровне пола буровой, а внизу на подвижной платформе. На полу буровой установлена вспомогательная лебедка. Насосный комплекс находится на расстоянии 50 м от устья наиболее удаленной от него скважины. Напорная и сливная линии должны быть выполнены разборными и смонтированы на мостках, чтобы была возможность перемещать блок (вышка с основанием) от одной скважины к другой, не передвигая насосный комплекс во время бурения всех скважин куста. Для защиты персонала от непогоды и холода рядом с буровой должны быть расположены жилые помещения, связанные с буровой переходными мостиками.

Такое конструктивное решение весьма эффективно для районов с заболоченной местностью. Конструкция не только упрощает монтаж-демонтаж и перевозку буровой установки, но и сокращает объем строительства дорог. Годовой объем бурения кустовой установкой может быть в 2–4 раза больше объема бурения обычной установкой в этих условиях.

14.6. ТРЕБОВАНИЯ К КИНЕМАТИЧЕСКОЙ СХЕМЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Кинематическая схема должна наиболее полно удовлетворять всем требованиям бурения. В каждой буровой установке требуется предусмотреть основные кинематические цепи: подъемного механизма, привода

ротора и насосов для прокачки бурового раствора и вспомогательные цепи. В совокупности эти цепи образуют кинематическую схему всей установки.

Для облегчения физического труда рабочих и сокращения времени проводки скважин необходимо рассматривать техническую и экономическую целесообразность степени механизации.

Надежность работы отдельных агрегатов и элементов буровой установки следует оценивать с точки зрения не только возможности отказов, но и наличия дублирующих цепей, обеспечивающих бесперебойную работу.

Кинематические цепи привода подъемного механизма, ротора и буровых насосов должны иметь высокий КПД, так как на их привод тратятся значительные мощности.

Кинематическая схема должна обеспечивать возможность наиболее простого и многократного монтажа и демонтажа механизмов буровой установки на отдельные транспортабельные блоки и затраты минимального времени на эти операции без нарушения кинематических связей.

Рассмотрим основные факторы, определяющие кинематическую схему буровой установки. Сравнивая кинематические схемы различных буровых установок, даже близких по размерам, можно заметить, что их кинематические цепи, абсолютно одинаковые по назначению, часто существенно отличаются по структуре, так как задача преобразования движения может быть решена, как правило, различными способами. При этом число возможных решений тем меньше, чем большему числу условий должна удовлетворять кинематическая цепь, преобразующая движение.

Для правильного выбора структуры кинематической цепи и составляющих ее звеньев необходимо прежде всего иметь полное и точное представление о назначении этой цепи, а также движениях, которые должно совершать ее конечное ведомое звено во время работы. Требуется знать границы возможного и целесообразного использования различных механизмов, применяемых в современном машиностроении: верхний и нижний пределы передаточного отношения, закономерность его изменений, возможности реверсирования, потери энергии, сопутствующие преобразованию движения.

Иначе говоря, чтобы построить кинематическую схему буровой установки, нужно располагать, с одной стороны, характеристиками движений начального (ведущего) и конечного (ведомого) звеньев каждой цепи, а с другой — кинематическими и эксплуатационными характеристиками различного рода механизмов, используемых в современных машинах.

14.7. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА ОАО «УРАЛМАШЗАВОД»

ОАО «Уралмашзавод» выпускает комплектные буровые установки (БУ) и наборы бурового оборудования (НБО) для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 2500—8000 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭР) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЕ).

К преимуществам установок относятся:

высокая приводная мощность исполнительных механизмов;

Таблица 14.2

Технические характеристики буровых установок Уралмашзавода

Показатели	Тип буровой установки																	
	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК2М2У, БУ3200/200ЭУК-2М2Я	БУ3200/200ЭУ-1М, БУ3200/200ЭУ-1У	БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200АГУ-1М, БУ3200/200АГУ-1У, БУ3200/200АГУ-Т	БУ5000/320АГУ-1, БУ5000/320АГУ-1Т	БУ5000/320ЭР	БУ5000/320ЭР-0			БУ5000/320ЭУК-Я	БУУНОС320ДЕ	БУ6500/400ЭР	БУ5000/450ЭР-Т	БУ8000/500ЭР, БУУНОС500ДЕ	НБО-1К	НБО-А	НБО-Э	БЗДА86-1
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000		2000	2000	3200	3200					4000	4500	5000	2000	2250	2250	3200	3260
Условная глубина бурения, м	3200		3200	3200	5000	5000					6500	5000	8000	3200	3600	3600	5000	5000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,2±0,05		0,1—0,2	0,2	0,2	0,1—0,2					0,1—0,2	0,2	0,2	0,2	0,19	0,18	0,16	0,16
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,5		1,5	1,5	1,82	1,6					1,6	1,5	1,6	1,5	1,58	1,5	1,43	1,43
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	670		670	670	1100	1100					1475	1100	2200	670	710	700	690	690
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700		700	700	700	700					700	700	950	700	700	700	700	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	370		370	280	370	370					440	440	500	370	370	370	218	218
Мощность бурового насоса, кВт	950		950	950	950	950			1180		950	1180	1180	600	600	600	600	600
Вид привода	Э		ЭР	АГ	АГ	ЭР					ЭР	ЭР	ЭР ДЕ	Э	А	Э	А	А
Площадь подсвечников при размещении свечей диаметром 114 мм, м ²	4000		4000	4000	6000	6000					8000	5500	8200	4000	—	—	4000	4000
Высота основания (отметка пола буровой), м	7,2	6,0	7,2	6,0	8,0	8,0	6,2	9,4	8,0	8	8	10	7,2	—	—	6,5	6,5/8,0	
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	5,7	4,7	5,7	4,7	6,7	6,7	5,0	7,4	6,7	6,7	6,7	8,5	5,7	—	—	5,2	5,2/6,7	

Таблица 14.3

Комплектность буровых установок и наборов бурового оборудования

Механизмы и агрегаты	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК-2М2У, БУ3200/200ЭУК-2МЯ	БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200ДГУ-1М, БУ3200/200ДГУ-1У, БУ3200/200ДГУ-1Т	БУ3200/200ЭУ-1М, БУ3200/200ЭУ-1У	НБО-1К	БУ5000/3200ЭУК-Я
Лебедка буровая	ЛБУ22-720	ЛБУ22-670	ЛБУ22-720	ЛБУ22-720	ЛБУ22-720	ЛБУ37-1100
Насос буровой	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-600А	УНБТ-950А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплекс механизмов АСП	—	АСП-3М1	АСП-3М1	АСП-3М1	—	—
Кронблок	УКБ-6-250	УКБ-6-250	УКБА-6-250	УКБА-6-250	УКБ-6-250	УКБ-6-400
Талевый блок	—	УТБА-5-200	УТБА-5-200	УТБА-5-200	—	—
Крюкоблок	УТБК-5-225	—	—	—	УТБК-5-225	УТБК-5-320
Вертлюг	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-320МА
Вышка	ВМР-45×200У	ВМА-45×200-1	ВМА-45×200-1	ВМА-45×200-1	ВМР-45×200У	ВМР-45×320
Привод основных механизмов	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15-54-6-УХЛ2	Лебедки, ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС450-1000-УХЛ2	Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от трех силовых агрегатов типа СА-10	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15-54-6-УХЛ2	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15-54-6-УХЛ2	Лебедки, ротора и насосов: индивидуальных от электродвигателя 4ПС450-1000-УХЛ2
Циркуляционная система	ЦС3200ЭУК-2М-VI	—	ЦС3200-VI ЦС3000ДГУ-1Т*	ЦС3200-01-VI	ЦС3200ЭУК-2М-VI	—
* Для БУ3200/200ДГУ-1Т.						

Продолжение табл. 14.3

Механизмы и агрегаты	БУ5000/320ДГУ-1Т, БУ5000/320ДГУ-1	БУ5000/320ЭР-0	БУ5000/320ЭР, БУUNOC320ДЕ	БУ5000/450ЭР-Т	БУ6500/400ЭР	БУ8000/500ЭР	БУUNOC500ДЕ
Лебедка буровая	ЛБУ37-1100Д	ЛБУ37-1100	ЛБУ37-1100	ЛБУ42-1100Т	ЛБУ2000ПМ	ЛБУ3000МІ	ЛБУ3000МІ
Насос буровой	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1	УНБТ-1180А1
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-950	Р-700
Комплекс механизмов АСП	АСП-3М4	АСП-3М4	АСП-3М4	—	АСП-3М5	АСП-3М6	АСП-3М6
Кронблок	УКБА-6-400	УКБА-6-400	УКБА-6-400	УКБА-7-500	УКБА-7-500	УКБА-7-600	УКБА-7-600
Талевый блок	УТБА-5-320	УТБА-5-320	УТБА-5-320	—	УТБА-6-400	УТБА-6-500	УТБА-6-500
Крюкоблок	—	—	—	УТБК-6-450	—	—	—
Вертлюг	УВ-320МА	УВ-320МА	УВ-320МА	УВ-450МА	УВ-450МА	УВ-320МА	УВ-450МА
Вышка	ВМА-45×320	ВМА-45×320	ВМА-45×320	ВУ-54×450	ВУ-45×400	УВ-450МА ВУ-45×500А	ВУ-45×500А

Продолжение табл. 14.3

Механизмы и агрегаты	БУ5000/320ДГУ-1Т, БУ5000/320ДГУ-1	БУ5000/320ЭР-0	БУ5000/320ЭР, БУUNOC320ДЕ	БУ5000/450ЭР-Т	БУ6500/400ЭР	БУ8000/500ЭР	БУUNOC500ДЕ
Привод основных механизмов	Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от четырех силовых агрегатов типа СА-10	Буровой лебедки: электродвигатель 4ПС-450-1000-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель 4ПС-450-1000-УХЛ2		Лебедки, ротора и насосов: индивидуальных от электродвигателей 4ПС450-1000-УХЛ2	Лебедки: электродвигатель ДПЗ 99/85-6КМ2; ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС-450-1000-УХЛ2	Лебедки: электродвигатели ДПЗ 99/85-6КМ2; ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС-450-1000-УХЛ2	
Циркуляционная система	ЦС5000ДГУ-1Т, ЦС5000ДГУ-1	ЦС5000ЭУ	ЦС5000ЭР-VI	ЦС5000, 450ЭР-Т	ЦС6500ЭР	ЦС8000ЭР	Комплекс оборудования зарубежных фирм

Продолжение табл. 14.3

Механизмы и агрегаты	НБО-Э	НБО-Д	БОЗД86-1	БОЗД86-2
Лебедка буровая	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200Д-I	ЛБУ-1200Д-II
Насос буровой	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплекс механизмов АСП	—	—	—	—
Кронблок	УКБ-6-270	УКБ-6-270	УКБ-7-400	УКБ-7-400
Талевый блок	УТБ-5-225	УТБ-5-225	УТБ-6-320	УТБ-6-320
Крюкоблок	УТБК-5-225	УТБК-5-225	УТБК-6-320	УТБК-6-320
Вертлюг	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-320МА
Вышка	—	—	—	ВМР-45х320-I
Привод основных механизмов	Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель СДБМ99/46-8-УХЛ2	Лебедки, ротора и одного бурового насоса: групповой от 3 дизелей В2500ТКС4 Второго бурового насоса: групповой от 2 дизелей В2500ТКС4		
Циркуляционная система	—	—	—	—

Примечания. 1. Циркуляционная система может поставляться в любой комплектации, включая оборудование зарубежных фирм. 2. Допускается любая комплектация оборудования по требованию заказчика.

широкая гамма приводных систем с различными характеристиками (регулируемыми и нерегулируемыми);

высокая долговечность оборудования, обусловленная оптимальными параметрами механизмов, применением высокопрочных сталей с большим запасом прочности, гарантированным качеством изготовления и контроля комплектующего оборудования;

наличие регуляторов, обеспечивающих автоматическую (заданную оператором) подачу и режимы нагружения инструмента на забой;

высокая степень механизации буровых работ, в том числе спускоподъемных операций (СПО) за счет использования механизмов АСП, обеспечивающих сокращение времени их выполнения на 40 % (по желанию заказчика возможна поставка установок с ручной расстановкой свечей);

возможность выбора оптимальных режимов бурения благодаря наличию приводных систем и регуляторов подачи долота;

легкость управления и удобство в эксплуатации;

комплектация укрытиями в холодном или утепленном исполнении с системами обогрева рабочих помещений;

возможность кустового бурения скважин в грунтах с низкой несущей способностью (специальное исполнение установок).

Высокие эксплуатационные качества буровых установок подтверждаются многолетней практикой их использования в различных природно-климатических условиях — от Крайнего Севера до тропиков.

Установки обладают универсальными монтажно-транспортными качествами и в зависимости от класса и назначения перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями (модулями) на трейлерах и поагрегатно транспортом общего назначения. Для установок кустового исполнения (К), предназначенных для бурения скважин на грунтах с низкой несущей способностью, предусмотрена возможность перемещения оборудования в пределах куста блоками с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки.

В табл. 14.2 даны технические характеристики буровых установок и наборов бурового оборудования, в табл. 14.3 указаны основные комплектующие механизмы и агрегаты.

В буровых установках с дизель-электрическим приводом БУUNOC500ДЕ и БУUNOC320ДЕ в качестве источника энергии используются дизель-электрические станции фирмы «Caterpillar», а для очистки бурового раствора — оборудование зарубежных фирм.

14.8. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА ОАО «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ»

Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ) производит комплектные буровые установки для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 1000—3500 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭП) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЭП).

Отличительные особенности установок:

высокая приводная мощность исполнительных механизмов;

Таблица 14.4

Технические характеристики буровых установок ВЗБТ

Показатели	БУ1600/ 100ДГУ	БУ1600/ 100ЭУ	БУ2500/ 160ДГУМ1	БУ2900/ 175ЭП-М, БУ2900/ 175ДЭЛ-2, БУ2900/ 175ДЭП-3*	БУ2900/ 175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПКМ1	БУ2900/ 200ЭПК	БУ200/ 125ДММ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1000	160	1750	1750	1750	2000	1250
Условная глубина бурения, м	1600	1600	2500	2900	2900	2900	2900	2000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,1—0,2	0,22	0,1—0,2	0,1—0,2	0,1—0,2	0,1—0,2	0,1—0,2	0,1—0,2
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,7	1,7	1,95	1,54	1,54	1,66	1,66	1,5
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	300	550	550	550	550	550	300
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	560	560	560	560	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт	180	180	180	180	180	180	180	180
Мощность бурового насоса, кВт	475	475 (600)**	600	600	600	600	600	600
Вид привода	ДГ	Э***	ДГ	ЭП; ДЭП	ЭП	ЭП	ЭП	Д
Площадь подсвечников для размещения свечей диаметром 114 мм, м ²	2000	2000	3500	3500	3500	3500	3500	2000
Высота основания (отметка пола буровой), м	5,0	5,0 (8)	5,5	6,1	7,75	6	8	6,4
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	3,86	3,86 (6,86)	4,1	4,7	6,4	4,7	6,64	5,05
Масса установки, т	372	343 (375)	359	308 (ЭП); 495 (ДЭП)	528	468	706,5	330

* БУ2900/175ДЭП-3 оснащена циркуляционной системой безамбарного бурения на базе импортного оборудования и центрифугой.
** По заказу потребителей.
*** Синхронный или асинхронный (АВК) привод.

Таблица 14.5

Механизмы и агрегаты буровых установок

Механизмы и агрегаты	БУ1600/ 100ДГУ	БУ1600/ 100ЭУ	БУ2500/ 160ДГУМ1	БУ2900/ 175ЭП-М, БУ2900/ 175ДЭЛ-2, БУ2900/ 175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПБМ1	БУ2900/ 200ЭПК	БУ200/ 125ДММ
Лебедка буровая	Б7.02.00.000	Б7.02.00.000	С6.02/ЛБ-750	Б1.02.030.000	Б12.02.02.000	Б12.02.02.000-01	М12.02.02.000
Насос буровой	НБТ-475	НБТ-475(НБТ-600-1)	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1
Ротор	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000
Кронблок	Б4.10.00.000	Б4.10.00.000	С6.10А/БУ2500ЭУ	Б4.10.00.000	Б4.10.00.000	Б38.10.00.000	М11.01.10.000
Крюкоблок	—	—	С6.11Б/БУ2500ЭУ	Б31.11.00.000	Б31.11.00.000	Б38.10.00.000	М11.14.10.000
Крюк	Б4.34.00.000	Б4.34.00.000	—	—	—	—	—
Талевый блок	Б4.15.00.000	Б4.15.00.000	—	—	—	—	—
Вертлюг	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000
Вышка буровая	Б4.01.00.000	Б4.01.00.000	С6.01/БУ2500ЭУ	Б1.01.00.000(ЭП) Б11.01.00.000(ДЭП) Б11.01.00.000-01(ЭПК)	Б12.01.00.000	Б12.01.00.000-01	М12.01.00.000
Привод основных механизмов	Лебедки, ротора и насосов: дизель-гидравлические агрегаты С6.325/САТ-450	Лебедки и ротора: электродвигатель 4АОКБ-450Х-6УХЛ2 Привод насосов: электродвигатель АКСБ-15-44-6-6УХЛ2 (СДБО-99/49-8У2)	Лебедки, ротора и насосов: дизельгидравлические агрегаты С6.325/САТ-450	Лебедки: электродвигатель МПЭ500-500-УХЛ3 Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3 Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3 Ротора: электродвигатель Д-816	Лебедки: электродвигатель МПЭ500-500-УХЛ3 Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3 Ротора: электродвигатель Д-816		Лебедки и ротора: двигатель ЯМЗ8401.10 (шасси) Насосов: дизель 6V396ТС4

широкая гамма приводных систем с различными характеристиками; высокая долговечность оборудования, обусловленная оптимальными параметрами механизмов, применением высокопрочных сталей с большим запасом прочности, гарантированным качеством изготовления и контроля комплектующего оборудования;

возможность выбора оптимальных режимов бурения благодаря наличию приводных систем и регуляторов подачи долота;

легкость в управлении и удобство в эксплуатации;

комплектация укрытиями в холодном или утепленном исполнении с системами обогрева рабочих помещений;

возможность кустового бурения скважин в грунтах с низкой несущей способностью (установки кустового исполнения).

Указанные качества буровых установок подтверждаются многолетней практикой их эксплуатации в различных регионах — от Крайнего Севера до тропиков.

В зависимости от класса и назначения установки перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями или модулями на трейлерах соответствующей грузоподъемности, поагрегатно транспортом общего назначения. Установки кустового исполнения (К) перемещаются в пределах куста блоками с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки. Буровая установка БУ2900/175ЭПБМ1 спроектирована в блочно-модульном варианте.

В табл. 14.4 приведены параметры буровых установок, а в табл. 14.5. — основные комплектующие механизмы и агрегаты (для базовых моделей). В зависимости от пожелания заказчика возможны варианты.

15

ГЛАВА

СПУСКОПОДЪЕМНЫЙ КОМПЛЕКС

15.1. ПРОЦЕСС ПОДЪЕМА И СПУСКА КОЛОНН. ФУНКЦИИ КОМПЛЕКСА

Спускоподъемным комплексом буровой установки называется совокупность узлов, механизмов и приспособлений, служащих для спуска, подъема и удержания на весу бурильных и обсадных колонн и обеспечения технологических и аварийных операций.

В процессе проводки скважины спускоподъемный комплекс выполняет следующие функции: спуск и подъем (СПО) бурильных колонн для смены изношенного долота, когда нагрузка на систему не превышает веса колонны в воздухе; дополнительные технологические и аварийные работы, когда нагрузки на систему превышают вес бурильной колонны в воздухе. К дополнительным и аварийным работам относятся: приподъем и спуск бурильной колонны в процессе бурения при одновременном ее вращении и промывке скважины (расширение); спуск обсадных колонн; подъем обсадных колонн для освобождения элеватора или клиньев после наращивания очередной трубы или в связи с осложнениями; ликвидация прихватов и аварии бу-

рильных и обсадных колонн; спуск и подъем бурильных колонн в искривленных и наклонных скважинах.

Первая категория операций (СПО) является наиболее продолжительной, циклической с переменными динамическими нагрузками, определяющими долговечность элементов спускоподъемного комплекса.

Вторая категория операций вызывает более высокие, кратковременные нагрузки в элементах комплекса, носящие случайный характер. Так как закономерность действия этих нагрузок не установлена, то за максимальную нагрузку принимают усилие на крюке, которое не должно превосходить в процессе всего цикла бурения скважины разрывной прочности применяемых бурильных труб или 0,8 наибольшей страгивающей нагрузки спускаемых обсадных труб.

Оборудование подъемного комплекса работает в режиме повторно-кратковременных меняющихся по величине нагрузок. Процесс подъема из скважины колонны, скомпонованной из отдельных секций (свечей), состоит из циклов $n_{\text{п}}$, содержащих повторяющиеся в строго определенной последовательности операции (рис. 15, а): захват колонны элеватором; подъем всей колонны на длину свечи при нагрузке на крюк, равной весу поднимаемой колонны в растворе и силам сопротивления при ее движении в скважине; установку колонны на стол ротора; освобождение от растягивающей нагрузки поднятой на поверхность свечи; раскрепление ключами, отвинчивание от колонны поднятой свечи и установку ее внутри буровой в специальном магазине или укладку на мостки около буровой; спуск ненагруженного крюка и элеватора для захвата колонны, подвешенной на роторе; захват и подъем колонны на длину следующей свечи и т.д. При спуске колонны (рис. 15.1, б) эти операции выполняют в обратной последовательности, но с другими продолжительностью и нагрузками.

Продолжительность подъема и спуска каждой свечи складывается из машинного и машинно-ручного времени.

Машинное время подъема и спуска каждой свечи зависит от степени

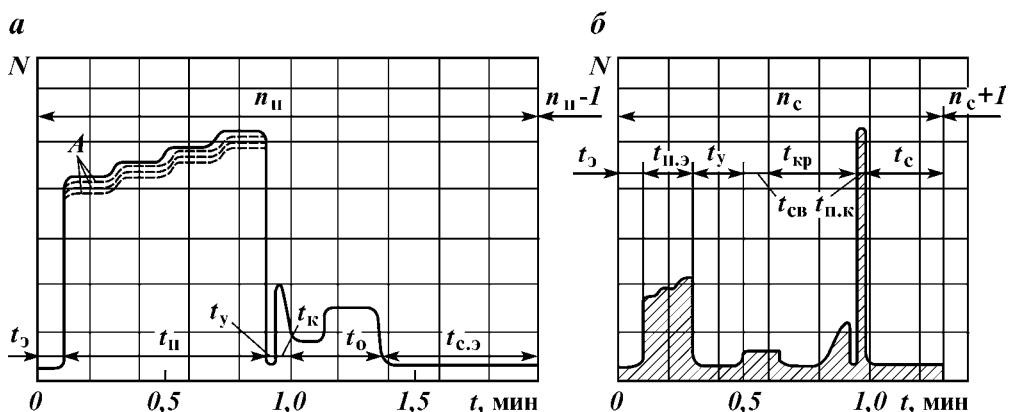


Рис. 15.1. Диаграмма цикла нагружения подъемной системы:

а, б – соответственно подъем и спуск колонны на длину одной свечи; N – мощность на барабане лебедки; t – время; $t_з$ – установка или снятие с колонны элеватора; $t_{\text{п.з}}$, $t_{\text{п}}$ – подъем элеватора, колонны; $t_у$ – захват и установка свечи; $t_к$, $t_о$, $t_{\text{св}}$ и $t_{\text{кр}}$ – раскрепление, отвинчивание, свинчивание и крепление свечи; $t_{\text{п.к}}$ – приподъем колонны; $t_с$, $t_{\text{с.з}}$ – спуск колонны, элеватора; A – подъем последующих свечей

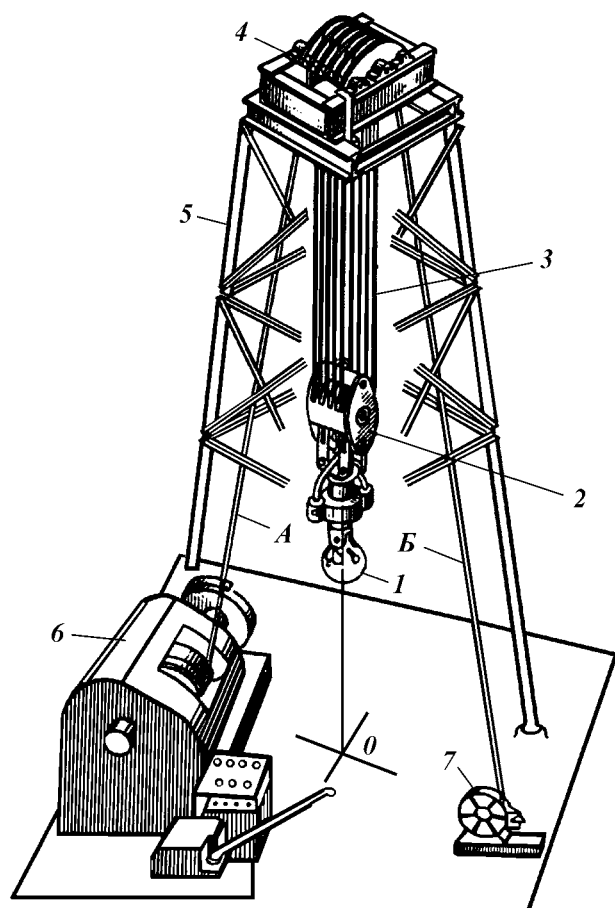


Рис. 15.2. Конструктивная схема подъемного комплекса:

1 – крюк; 2 – талевый блок; 3 – несущие ветви; 4 – кронблок; 5 – вышка; 6 – лебедка; 7 – приспособление для крепления неподвижного конца каната; А и Б – ведущая и неподвижная ветви каната; 0 – ось скважины

совершенства конструкции подъемного комплекса, его мощности, скоростей подъема и т.д.; время, затрачиваемое на машинно-ручные операции, зависит от размера и веса свечей, степени механизации этого процесса, квалификации бригады и т.д. Из диаграмм цикла подъема и спуска свечи (см. рис. 15.1) видно соотношение машинного и машинно-ручного времени при этих операциях.

Общее время, затрачиваемое на подъем и спуск буровой колонны подразделяется на время, затрачиваемое на подъем колонны, спуск ненагруженного элеватора для захвата очередной свечи, спуск колонны и подъем ненагруженного элеватора для захвата очередной спускаемой свечи, находящейся в магазине (или время на подъем элеватора с одной трубой, захватываемой с мостков).

Число рейсов подъемного комплекса во время проводки скважины зависит от ее глубины, поскольку оно является функцией проходки на долото, зависящей от конструкции скважин и долот, буримости пород, способа и уровня техники бурения, качества долота и др.

Обычно для бурения глубоких скважин расходуют от нескольких долот в мягких породах до нескольких десятков, а иногда и сотен долот в твердых породах.

По мере углубления скважины в процессе бурения длину бурильной колонны периодически увеличивают, при этом возрастает и вес колонны, а следовательно, и нагрузка на подъемный комплекс. Нагрузка на подъемный комплекс при подъеме уменьшается по мере извлечения колонны из скважины, а при спуске, наоборот, увеличивается.

Число циклов изменения нагрузок на талевую систему для каждого рейса равно числу свечей в колонне.

Для выполнения перечисленных функций можно применять различные подъемные системы: механические полиспасты, рычажные или зубчатые, гидравлические и др. Однако до настоящего времени конструкторам не удалось создать подъемную систему для буровой установки, конкурентоспособную с полиспастной (рис. 15.2).

Для каждого назначения, нагрузок и условий бурения конструктор должен найти наиболее выгодное число ветвей в системе (в настоящее время применяют от 2 до 14 ветвей), а также наиболее целесообразную точку крепления неподвижного («мертвого») конца каната, так как от этого зависят передаточное отношение и нагрузка в подъемной системе.

15.2. КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА КОМПЛЕКСА ДЛЯ СПО

Кинематическая схема комплекса СПО приведена на рис. 15.3.

Во время подъема и спуска колонн скорость движения всех элементов подъемной установки непостоянна вследствие неравномерности вращения двигателя, изменения радиуса наливки каната на барабан, непостоянства КПД механизма и сопротивления движению колонны в скважине. Кинематические соотношения и параметры системы можно найти из следующих выражений.

Средняя частота вращения (об/мин) барабана лебедки при подъеме

$$n_{бi} = n_{\Delta} / u_{\Deltaб},$$

где n_{Δ} — номинальная частота вращения вала двигателя, об/мин; $u_{\Deltaб}$ — общее передаточное отношение от вала двигателя до барабана лебедки,

$$u_{\Deltaб} = u_1 u_2 u_3 \dots u_n;$$

$u_1, u_2, \dots, u_n$ — передаточные отношения промежуточных передач от вала двигателя до барабана лебедки.

Скорость наливки (м/с) каната на каждом из рядов барабана $u_{bi} = \pi D_i n_{бi} / 60$, где D_i — диаметр наливки каната в каждом ряду, м.

Минимальный диаметр наливки каната $D_0 = D_б + d$, где $D_б$ — диаметр бочки барабана; d — диаметр каната.

Наибольший диаметр наливки каната

$$D_e = D_б + \alpha(z - 1)d, \quad (15.1)$$

где z — число слоев наливки каната; α — коэффициент уменьшения диаметра наливки за счет смятия и укладки каната, $\alpha = 0,93 \div 0,95$.

Канат на барабан можно навивать в несколько слоев или по винтовой линии с противоположным направлением спиралей в смежных рядах или с параллельной укладкой витков. Лучшей в отношении уменьшения износа каната является параллельная укладка, при этом коэффициент α имеет наименьшее значение.

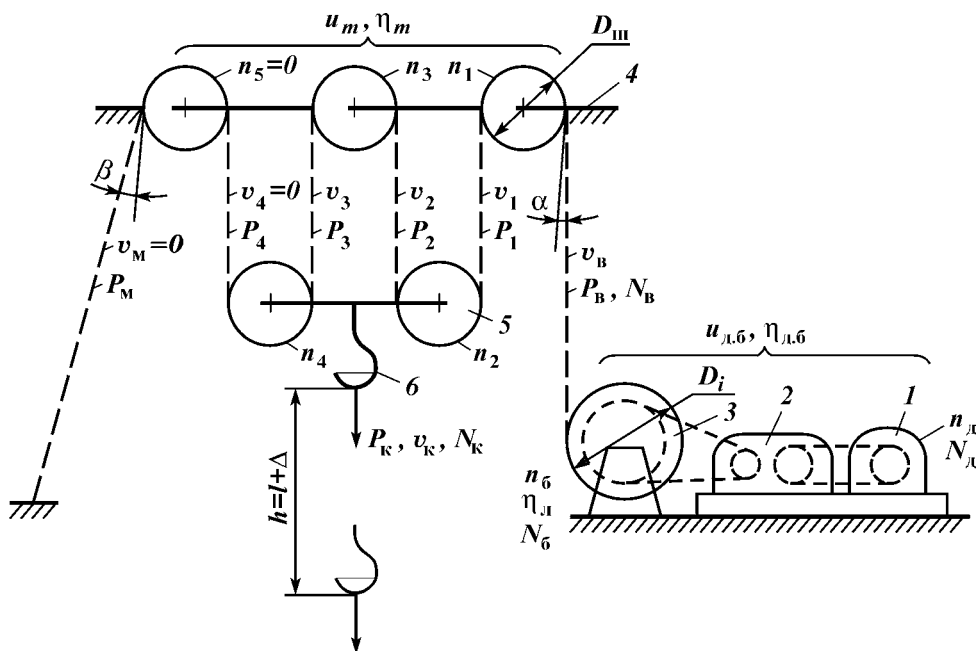


Рис. 15.3. Кинематическая схема подъемного комплекса:
1 — двигатель; 2 — трансмиссия с коробкой передач; 3 — лебедка; 4 — кронблок; 5 — талевый блок; 6 — крюк

Средний диаметр навивки каната

$$D_{\text{ср}} = (D_0 + D_e)/2. \quad (15.2)$$

Зная частоту вращения барабана лебедки и его размеры, определяют наибольшие [см. формулы (15.1), (15.2)], наименьшие и средние скорости талевого каната и крюка без учета разгона и торможения.

Средняя скорость (м/с) ведущей ветви талевого каната

$$v_{\text{в. ср}} = \pi D_{\text{ср}} n_{6i} / 60. \quad (15.3)$$

Средняя скорость крюка (м/с) без учета разгона и торможения

$$v_{\text{к. ср}} = v_{\text{в. ср}} / u_{\text{т}}, \quad (15.4)$$

где $u_{\text{т}}$ — кратность полиспаста или число рабочих ветвей в талевой оснастке.

Скорости движения каната (см. рис. 15.3): $v_1 = v_{\text{в}}$; $v_2 = v_1 - 2v_{\text{к}} = v_3$; $v_4 = v_3 - 2v_{\text{к}} = v_1 - 4v_{\text{к}} \dots$, где $v_1 > v_2 = v_3 > v_4 = \dots$; скорость неподвижной ветви каната $v_{\text{м}} = 0$.

Частоты вращения шкивов блоков (об/мин):

$$n_1 = \frac{60v_{\text{в}}}{\pi D_{\text{ш}}}; \quad n_2 = \frac{60(v_{\text{в}} - v_{\text{к}})}{\pi D_{\text{ш}}};$$

$$n_3 = \frac{60v_2}{\pi D_{\text{ш}}} = \frac{60(v_{\text{в}} - 2v_{\text{к}})}{\pi D_{\text{ш}}} \dots;$$

$$n_1 > n_2 > n_3 > n_4 > \dots > n_n = 0.$$

где $D_{\text{ш}}$ — диаметр шкива блока, м; $v_{\text{в}}, v_1, v_2, \dots, v_m$ — скорости движения каната, м/с; $n_1, n_2, \dots, n$ — частоты вращения шкивов, об/мин.

Из этих соотношений видно, что наибольшая скорость движения каната в талевой системе всегда у ведущей ветви, а с наибольшей частотой вращается шкив, через который проходит эта ветвь. Наибольшая скорость движения каната должна быть $v_{\text{в}} \leq 20$ м/с, так как при больших скоростях не происходит равномерной укладки каната на барабан лебедки.

Для определения максимальных нагрузок для расчетов элементов подъемного комплекса на прочность необходимо располагать данными о динамических нагрузках и времени их действия. Рассмотрим процесс движения талевой системы при СПО для определения действительной скорости крюка.

Подъем крюка при помощи лебедки под нагрузкой происходит при извлечении колонны из скважины, а без нагрузки — при ее опускании. Спуск крюка под нагрузкой производится при опускании колонны в скважину, а без нагрузки — при подъеме колонны.

Действительная средняя скорость (м/с) подъема или спуска крюка с учетом разгона и торможения

$$V_{\text{к.ср.п}} = \frac{h}{t_1 + t_2 + t_3}, \quad (15.5)$$

где h — длина хода крюка, м, при расчетах можно принимать $h = \varepsilon l$; l — длина свечи; $\varepsilon = 1,01 \div 1,02$ — коэффициент превышения хода крюка над длиной свечи.

Каждый цикл подъема или спуска свечи может состоять из двух или трех периодов: периода разгона t_1 , в течение которого крюк увеличивает скорость движения; периода установившейся скорости движения t_2 ; периода замедления движения t_3 до полной остановки. В некоторых случаях период установившегося движения может отсутствовать.

Действительная средняя скорость крюка при подъеме зависит от длины каната, наматываемого на первый и последний ряды барабана, и от интенсивности разгона. Действительная средняя скорость может на 3–8 % отличаться от скорости, определенной по среднему ряду навивки каната; при практических расчетах этой ошибкой можно пренебречь.

Время разгона крюка при подъеме (с):

$$t_{1\text{п}} = I_6 \omega_6 \gamma_{\lambda} / M_6;$$

здесь I_6 — момент инерции подъемного вала, приведенных к нему инерционных моментов всех вращающихся частей трансмиссии и движущейся буровой колонны, Н·м·с²; ω_6 — угловая скорость барабана, с⁻¹; γ_{λ} — коэффициент, зависящий от соотношения частот вращения ведомых частей главного фрикциона лебедки в конце периодов разгона и установившегося движения (для буровых лебедок можно принимать $\gamma_{\lambda} = 1,85$); M_6 — крутящий момент на барабане от нагрузки на крюке, Н·м;

$$t_{2\text{п}} = t_{\text{п}} - t_{1\text{п}} - t_{3\text{п}},$$

$t_{\text{п}}$ — время подъема колонны на длину свечи.

Средняя скорость подъема меньше скорости, обеспечиваемой при полной (номинальной) частоте вращения двигателя, из-за невозможности мгновенного пуска и торможения лебедки.

Среднее машинное время подъема колонны на длину свечи

$$V_{п.ср} = \frac{h}{V_{к.ср.п}} = \lambda_{п} \frac{h}{V_{к \max п}}, \quad (15.6)$$

где $V_{к.ср.п}$ и $V_{к \max п}$ — скорости крюка средняя и максимальная при подъеме колонны, м/с; $\lambda_{п}$ — коэффициент заполнения тахограммы при подъеме.

Коэффициент заполнения тахограммы при подъеме можно определить по формуле

$$\lambda_{п} = 1 + c \frac{V_{к.ср}^2}{h}, \quad (15.7)$$

где c — коэффициент, зависящий от типа привода лебедки, $c^2/\text{м}$ (для электрического, дизель-электрического, газотурбозлектрического привода $c = 2,4$; для дизельного с гидротрансформатором и газотурбинного приводов $c = 3,6$; для дизель-механического и дизельного привода с гидромурфтой $c = 4,8$).

15.3. ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Талевая система буровых установок служит для преобразования вращательного движения барабана лебедки в поступательное перемещение крюка, для уменьшения силы натяжения конца каната, навиваемого на барабан лебедки.

Талевая система состоит из неподвижного кронблока, подвижного талевого блока, гибкой связи (талевого каната, соединяющего неподвижный и подвижный блоки), бурового крюка и штропов, на которые подвешивают колонну бурильных или обсадных труб, устройства для крепления неподвижного конца талевого каната, допускающего перепуск каната.

К талевым системам буровых установок предъявляют следующие общие требования: эксплуатационная надежность, так как выход из строя элементов талевой системы ведет к серьезным авариям; удобство и безопасность обслуживания — все движущиеся элементы должны быть защищены кожухами и иметь обтекаемые формы, исключающие возможность задевания за вышку; долговечность; возможность осуществления быстрого монтажа и демонтажа, смены каната при переоснастках; взаимозаменяемость однотипных механизмов и элементов между собой; удобство для погрузки всех механизмов талевой системы на транспортные средства и возможность многократных перемещений их волоком на небольшие расстояния в пределах промыслов.

В буровых установках для бурения скважин глубиной 1200–3000 м следует применять талевые системы с числом шкивов в талевом блоке и кронблоке 2×3 и 3×4; в установках для глубин 3000–7000 м число шкивов следует выбирать от 3×4 до 6×7.

Неподвижный конец каната укрепляют к основанию буровой через специальные устройства.

Число и размеры блоков, а также число ветвей каната в талевой системе определяются допустимой нагрузкой на крюке, тяговым усилием лебедки, размерами, прочностью и типом талевого каната. Эти показатели должны быть увязаны между собой.

В одном случае при бурении скважин одинаковой глубины в различных условиях на крюк действуют одинаковые нагрузки, но число СПО в этих условиях бурения может отличаться от числа СПО при бурении в других условиях в несколько раз. Если число СПО небольшое, то решающим фактором является прочность талевой системы, а при большом числе СПО — абразивный и усталостный износ каната и других элементов. В одном случае можно выбрать систему с большим числом шкивов и ветвей каната, но с небольшим его диаметром, в другом — канатов большого диаметра с высоким сопротивлением абразивному и усталостному износу, но при меньшем числе шкивов в системе. Чтобы правильно решить эту задачу, прежде всего надо знать условия применения системы и свойства канатов и элементов системы; это необходимо для выбора наиболее эффективного решения из всего многообразия возможных. В талевых системах буровых установок следует применять стальные канаты диаметром от 20 до 42 мм. Талевые системы характеризуются максимальной допускаемой нагрузкой, числом рабочих ветвей и диаметром каната.

Практикой эксплуатации установлено, что целесообразнее уменьшать число шкивов, увеличивать их диаметр, применять более прочные канаты большего диаметра.

Число шкивов кронблока всегда должно быть на единицу больше, чем в талевом блоке, а число ветвей в оснастке — четное: $z_{кб} = z_{тб} + 1$, $u_t = 2 z_{тб}$, здесь $z_{тб}$ и $z_{кб}$ — число шкивов талевого блока и кронблока.

Скорость ведущей ветки каната v_v по условиям намотки на барабан лебедки не должна превышать 20 м/с, т.е. $v_v = v_k u_t \leq 20$ м/с, где v_k — скорость крюка, м/с.

В то же время натяжение ведущей ветви должно быть

$$P_v = \frac{P_{тmax}}{u_t} \leq \frac{R_A}{S_v},$$

где $P_{тmax}$ — максимальная нагрузка на крюк, Н; R_A — действительная разрывная прочность каната, Н; u_t — число ветвей в оснастке или передаточное отношение талевой системы; S_v — коэффициент запаса прочности каната (для буровых установок должен быть не менее 2 по отношению к максимальной нагрузке и не менее 3 по отношению к весу бурильной колонны номинальной длины).

Число слоев навивки каната на барабане лебедки следует выбирать наименьшим, равным 2–3.

Практика последних лет свидетельствует о целесообразности применения больших соотношений между диаметром шкива и каната ($D_{ш}/d$ до 48) и применение при этом более жестких, но износостойких канатов типа ТЛК-О с линейным контактом проволок в пряди и металлическим сердечником, предохраняющим канат от раздавливания и потери формы поперечного сечения.

Талевая система работает в условиях переменных циклических нагрузок, особенно во время СПО, и в условиях вибрационных нагрузок в процессе бурения. Вибрации колонны передаются талевой системе и вызывают не только ее колебания, но часто и вышки. В процессе бурения наблюдались случаи, когда вибрационные нагрузки приводили к обрывам талевых канатов вследствие усталостных разрушений в местах перегиба неподвижного конца на первом шкиве кронблока, т.е. в месте, практически не подверженном истиранию.

15.4. ВЫБОР СТАЛЬНЫХ КАНАТОВ ДЛЯ ТАЛЕВЫХ СИСТЕМ

КОНСТРУКЦИИ КАНАТОВ

В талевых системах буровых установок применяют стальные канаты только круглого сечения. Срок службы канатов в одних условиях исчисляется всего несколькими днями, а в других — неделями или месяцами, поэтому вопросы выбора и расчета канатов для обеспечения необходимой их долговечности при различных условиях имеют первостепенное значение.

В буровых установках можно применять весьма ограниченное число типов только круглых шестипрядных канатов тросовой конструкции, т.е. двойной свивки с сердечником. Однако такие канаты изготавливают самых различных конструкций, поэтому выбор их также довольно сложен. Эти канаты по конструкции разделяют на три группы: одинарной, двойной и тройной свивки. Канат одинарной свивки является элементом каната двойной свивки и в этом случае называется прядью, а канат двойной свивки является элементом каната тройной свивки и называется стренгой. Тросовой конструкцией называется канат, состоящий из одного слоя прядей; эти канаты преимущественно и применяют в талевых системах.

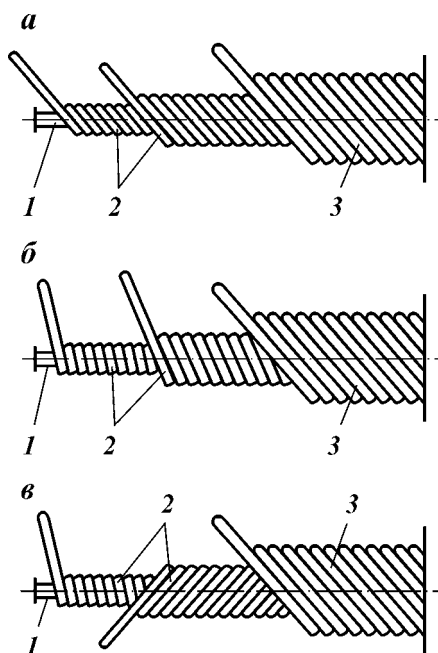


Рис. 15.4. Многослойные пряди стального каната: 1 — сердечник; 2 — внутренние слои пряди; 3 — внешний слой

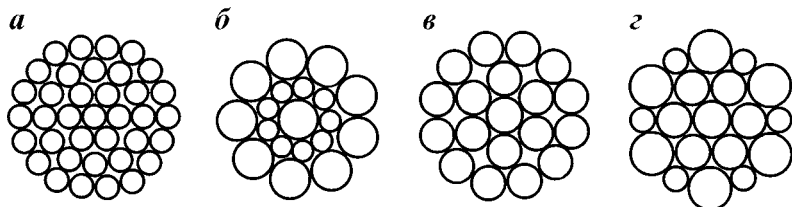


Рис. 15.5. Конструкции прядей канатов

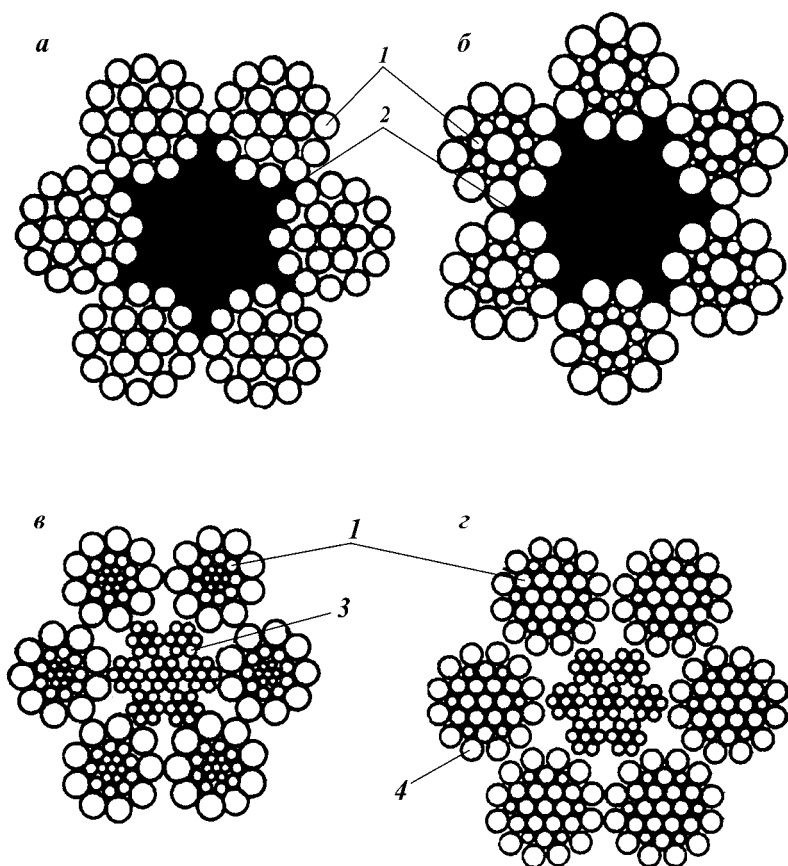


Рис. 15.6. Конструкции талевых канатов

В прядях группа проволок располагается по спирали вокруг сердечника в несколько концентрических слоев. Пряди каната изготавливают трех типов: с односторонним направлением, одинаковым углом свивки и линейным касанием проволок в слоях — тип ЛК (рис. 15.4, а); с одинаковым шагом свивки во всех слоях (рис. 15.4, б); комбинированные с разным направлением свивки по слоям (рис. 15.4, в). Во втором и третьем случаях проволоки в слоях перекрещиваются и происходит их точечное касание (тип ТК).

Пряди изготавливают из разного числа ($1 + 6 + 12 + 18 = 37$) проволок одной толщины δ , в слоях, свитых вокруг одной центральной проволоки сердечника — тип ТК (рис. 15.5, а); с одинаковым числом ($1 + 9 + 9 = 19$) проволок разной толщины δ_1 и δ_2 в каждом слое — тип ЛК (рис. 15.5, б); с промежуточным слоем для лучшего заполнения сечения, состоящим из проволок двух толщин $1 + (6 + 6) + 12 = 25$ (рис. 15.5, в); с внешним слоем из проволок различной толщины $1 + (6 + 6) + 12 = 25$ (рис. 15.5, г).

В стальных канатах двойной свивки группа прядей располагается по спирали вокруг органического или металлического сердечника. Для тяжело нагруженных талевых систем лучше выбирать канаты с металлическим

сердечником, состоящим из семи прядей по семь проволок в каждой. Талевые канаты этого типа обеспечивают необходимую гибкость и имеют высокую поперечную жесткость.

Для талевых систем, предназначенных для бурения неглубоких скважин с небольшим числом СПО, следует выбирать канаты более простых конструкций, простой свивки с органическим сердечником. Для талевых систем для бурения глубоких скважин с большим числом СПО нужно выбирать канаты с высокой разрывной прочностью, хорошей гибкостью и сопротивлением истиранию внешних проволок, хорошо сохраняющих форму поперечного сечения, благодаря чему обрывы проволок в этих канатах менее вероятны. Этим условиям отвечают канаты с металлическим сердечником, у которых наружный слой прядей свит из проволок большой толщины, а внутренние слои – из тонких проволок.

На рис. 15.6 показаны канаты, применяемые в талевых системах: с простой конструкцией прядей 1, с точечным касанием проволок и органическим сердечником 2 (тип ТК-О 6×1 + 18 = 114, рис. 15.6, а); с линейным касанием проволок в прядях 1 и органическим сердечником 2 (тип ЛК-О 6×1 + 9 + 9 = 114, рис. 15.6, б); то же, но с металлическим сердечником 3 (тип 7×7 = 49) и свивкой прядей 1 из проволок различной толщины (тип ЛК 6×26 = 156 + 1 м.с., рис. 15.6, в); с прядями 1 из проволок разной толщины в промежуточном слое (тип ЛК-РО 6×1 + 6 + (6 + 6) + 12 = 186, рис. 15.6, г) с металлическим сердечником 4, более жестких конструкций и большей прочности применяют для спуска тяжелых обсадных колонн, когда требуется высокая прочность каната, а гибкость и износ не играют большой роли.

В табл. 15.1 приведены данные стальных канатов, применяемых в талевых системах.

Таблица 15.1

Характеристики талевых стальных канатов

Диаметр каната, мм	Площадь сечения, мм ²	Удельная масса, кг/м	Разрывное усилие каната в целом, кН, при временном сопротивлении проволоки		Толщина проволоки внешнего слоя, мм
			18,0 МПа		
Канаты типа ЛК-О 6×1 + 9 + 9 = 114; 6×1 + 6 + 9 = 96; ЛК-РО 6×1 + 6 + 6 + 6 + 12 = 186					
22,0	204	1,9	320	340	1,0
25,0	300	2,66	460*	517	1,6
28,0	376	3,38	576*	618	1,8
32,0	470	4,15	719*	742	2,0
35,0	564	5,05	863*	906	2,2
38,0	672	5,98	1029*	1100	2,4
41,3	712	6,6	1120	1200	2,6
44,5	—	8,2	1200	1350	2,8
Канаты типа ЛК-М 6×1 + 9 + 9 = 114 и 6×1 + 6 + 9 + 9 = 150					
22,0	219	2,04	330	360**	1,0
25,5	304	2,83	470**	495	1,1
28,5	367	3,40	550	600**	1,2
32,0	437	4,05	660	710**	1,3
35,0	543	5,05	820	870	2,2
38,0	671	6,25	1010	1030	2,4
41,3	763	7,1	1150	1180	2,8
44,5	—	8,4	1350	1380	2,8
* Для каната по ГОСТ 16853—71 с металлическим сердечником.					
** Данные, рекомендуемые ведущими зарубежными фирмами для тяжело нагруженных талевых систем.					

ПРОЧНОСТЬ КАНАТОВ

Условной прочностью R_c называется суммарное разрывное усилие всех проволок в канате. При расчетах, если суммарное разрывное усилие неизвестно, его определяют по номинальному временному сопротивлению проволоки по формуле

$$R_c = \sigma_b F,$$

где R_c — в Н; F — суммарная площадь сечения всех проволок, м^2 ; σ_b — временное сопротивление проволоки, Па.

Разрывным усилием каната в целом R_A называется усилие, при котором происходит разрушение каната. Это действительная прочность каната в целом. Разрывное усилие каната в целом всегда меньше суммарной прочности составляющих его проволок.

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КАНАТОВ

Под действием циклических нагрузок и перегибов на шкивах и барабане лебедки канат быстро разрушается и изнашивается.

Практикой установлено, что канаты считаются непригодными для дальнейшей эксплуатации при наличии определенного количества оборванных проволок на длине одного шага свивки. При дальнейшем использовании такого каната число обрывов быстро увеличивается, и через сравнительно небольшой срок канат полностью разрушается, что может привести к аварии.

Долговечность талевых канатов ограничивается числом разрушенных обрывов проволок или износом их по диаметру вследствие трения. Проволоки разрушаются в результате действия переменных напряжений растяжения, изгиба и кручения, возникающих от перегибов каната при наматывании и сматывании каната с барабана и движения его по блокам талевой системы; защемления каната между витками на барабане лебедки или в канавке шкива при ее несоответствии диаметру каната из-за износа канавки; повышения хрупкости проволок из-за перегрева от трения и последующего резкого охлаждения. Эти факторы оценивают по числу оборванных проволок на длине шага пряди каната.

Износ проволок каната происходит вследствие трения о канавки шкивов, барабана о витки каната (и наоборот) при движении или деформации растяжения каната, в этом случае изнашиваются проволоки наружного слоя; износа проволок внутри прядей вследствие трения прядей одна о другую и проволок между собой при изгибе. Этот износ можно оценить по уменьшению диаметра каната, который не должен превышать 10 %.

Срок службы проволоочного каната определяется следующими факторами: качеством изготовления каната; соответствием конструкции и размеров каната заданным нагрузкам и условиям работы на буровой установке; диаметрами шкивов, барабана лебедки и размерами их канавок; числом слоев навивки на барабан; направлением перегибов при прохождении через шкивы; правильной оснасткой и эксплуатацией каната; качеством смазки каната. По ряду практических и экспериментальных данных уста-

новлена зависимость влияния различных конструкционных факторов на срок службы каната.

С увеличением отношения диаметра шкива к диаметру каната и уменьшением напряжения возрастает долговечность каната. Существует оптимальное соотношение между отношением $D_{ш}/d$ и толщиной проволоки σ , при которой для заданных условий эксплуатации долговечность каната максимальна.

В канатах с линейным касанием проволок в прядях при соблюдении определенных соотношений напряжений и отношения $D_{ш}/d$ более простые конструкции типа ЛК-РО 6×25 долговечнее более сложных по конструкции канатов типа ЛК-РО 6×37, имеющих большую гибкость. Это объясняется тем, что в последнем случае вследствие перекрещивания проволок в смежных слоях возникают дополнительные напряжения в точках их пересечения и происходит более быстрое истирание и обрыв тонких проволок.

Размеры профиля канавки, материал барабана и шкивов, удельное давление между канатом и канавкой оказывают большое влияние на работоспособность каната, поэтому профиль канавки должен точно соответствовать диаметру каната.

Талевые канаты не требуют дополнительной смазки при эксплуатации, так как закладываемой в канат смазки при его изготовлении достаточно на весь непродолжительный срок его службы. Применение специальных смазок с содержанием молибдена значительно увеличивает долговечность талевых канатов.

Согласно правилам Госгортехнадзора талевые канаты считают непригодными к дальнейшей эксплуатации в следующих случаях: при обрыве одной пряди каната; числе оборванных проволок более 10 % всего числа проволок в канате на шаге свивки каната диаметром свыше 20 мм; вдавливании одной из прядей вследствие разрыва сердечника каната; втягивании или сплющивании каната при его наименьшем диаметре менее 75 % первоначального; износе или коррозии 40 % и более (по отношению к первоначальному диаметру проволоки).

РАСЧЕТ КАНАТОВ ТАЛЕВЫХ СИСТЕМ

Канаты талевых систем рассчитывают на прочность по наибольшей действующей нагрузке и на долговечность по работе, выполненной канатом при СПО и бурении.

Расчет на прочность. Вследствие сложного напряженного состояния проволок в канате, расположенных под различными углами к оси, возникают силы давления, создающие трение между проволоками, и дополнительные касательные усилия, усложняющие напряженное состояние каната. Решить задачу по определению истинных напряжений, действующих в поперечном сечении каната, до настоящего времени не удавалось.

Правила Госгортехнадзора регламентируют расчет канатов по допускаемому усилию:

$$P_{доп} = R_A/S_B,$$

где R_A — разрывное усилие каната в целом, Н; S_B — коэффициент статического запаса прочности каната, зависящий от типа машины, характера ее

работы и диаметра шкивов (для талевых систем буровых установок принимают значения $S_b = 2 \div 5$ при отношении $D_{ш}/d > 30$; значения $S_b < 2$ при статическом нагружении не допускаются; при динамических нагрузках при СПО $S_b \geq 3$).

Исследования канатов показали, что при разрыве каната, движущегося на шкивах, фактическое или динамическое разрушающее усилие значительно ниже разрушающей нагрузки каната в целом при статическом нагружении. Возникающие радиальные сжимающие усилия и трение между проволоками и прядями при статическом нагружении приближают канат к монолитному телу, и он разрушается как одно целое. Несколько иначе происходит разрушение каната при прохождении по шкивам под нагрузкой.

Поперечное сечение каната деформируется, силы сцепления между отдельными проволоками уменьшаются, и каждая проволока и прядь начинает работать отдельно, что снижает прочность каната.

Расчет работоспособности канатов. Точных методов расчета срока службы канатов нет. В практике используют метод оценки срока их службы по количеству работы, совершенной канатом в процессе СПО и бурения. Этот метод следует использовать при выборе канатов талевых систем и для составления программы его эксплуатации. Метод позволяет производить сравнительную оценку работы каната или подсчитывать его работу в сходных условиях эксплуатации и корректировать составленную программу отработки в соответствии с фактическим износом каната.

Суммарную работу A_{Σ} , совершаемую канатом талевой системы за время бурения скважины, сравнивают с его работоспособностью A_k ; затем составляют программу перепуска и отрезания кусков каната талевой системы или находят его длину, необходимую для бурения скважины.

Общая работоспособность каната A_k — это сумма трех величин: запаса работоспособности — ресурса каната до первого отреза A_{k1} , запаса работоспособности каната при следующем его отрезании A_{k2} и запаса работоспособности каната, оставшегося на талевой системе после того, как резервная длина каната уже использована:

$$A_k = A_{k1} + A_{k2} + A_{k3}.$$

Работа каната до первого отрезания, Дж,

$$A_{k1} = A_0 l_0 k_c k_T k_{ш},$$

где A_0 — базовый или номинальный ресурс работоспособности 1 м каната, Дж; l_0 — длина отрезаемой части каната, м; k_c , k_T и $k_{ш}$ — коэффициенты.

Ниже приведены значения ресурсов работоспособности талевых канатов A_0 при коэффициенте запаса прочности $S_b = 5$ и отношении $D_{ш}/\delta = 600$ (по данным зарубежных фирм) в зависимости от диаметра каната d .

d , мм.....	25,5	28,5	32	35	38
A_0 , МДж/м.....	620—650	750—770	960	150	1350

Значение l_0 выбирают на основании опыта эксплуатации в зависимости от условий бурения, конструкции каната и талевой системы. Величину l_0 можно также определить ориентировочно из соотношения $l_0 = (0,6 \div 0,7)B$, где B — расстояние от кронблока до пола буровой, т.е. l_0 — длина, примерно равная длине одной ветви каната талевой системы. Длина отрезаемой

части каната не должна быть больше длины каната на первом слое барабана лебедки.

Корректирующий коэффициент k_c учитывает фактический статический коэффициент запаса прочности S_b в зависимости от веса бурильной колонны.

Коэффициент k_r учитывает число спуск-подъемов и зависит от буримости породы.

Порода.....	Легкобуримая	Средней буримости	Труднобуримая	Очень труднобуримая
Коэффициент k_r	1	0,9	0,8	0,7

Коэффициент $k_{ш}$ учитывает отношение диаметра шкива $D_{ш}$ к толщине δ проволоки наружного слоя каната.

$D_{ш}/\delta$	500	600	700
$k_{ш}$	0,7	1,0	1,2

Работу, выполняемую талевой системой при операциях спуска и подъема бурильной колонны, принимают при расчетах в предположении, что нагрузка на крюк при спуске равна нагрузке при подъеме.

Работа при спуске и подъеме ненагруженного элеватора, Дж,

$$A_3 = 2G_{т.с} h N_{к.х},$$

где $G_{т.с}$ — вес подвижной части талевой системы, Н; h — длина хода крюка, м; $N_{к.х} = N_{ут} + N_{б.к} = 2z_g/l$ — число циклов нагружений при подъеме ненагруженного элеватора; z_g — общая длина поднимаемых труб и УБТ.

Работу (Дж) при спуске УБТ при бурении на глубину, равную длине УБТ, приближенно определяют по формуле

$$A_{ут} = (G_{т.с} + S_{убт} G_{сy}) h N_{ут},$$

где $S_{убт}$ — число спускаемых свечей УБТ; $G_{сy}$ — вес свечи УБТ, Н; $N_{ут}$ — число циклов спусков и подъемов тяжелого низа, равно $S_{убт}$.

При бурении в мягких породах величиной $A_{ут}$ можно пренебречь ввиду ее малости.

Работа, выполняемая при спуске и подъеме бурильной колонны, Дж,

$$A_{бк} = [(G_{т.с} + G_{yt}) N_{бк} + G_{ст}(N_1 + 2N_2 + 3N_3 + \dots + N_i)]h,$$

где $N_{бк}$ — число циклов при спуске и подъеме бурильной колонны; $G_{ст}$ — вес свечи бурильных труб, Н; $N_1, N_2, \dots, N_i$ — наработка на одной ступени, т.е. число циклов нагружений при колонне с одной, двумя, тремя свечами и т.д.

При известных общем весе бурильной колонны $G_{бк}$ $G_{ут}$, равном $P_{кст}$ и весе бурильных труб $G_{бт}$ можно определить приближенно работу при СПО:

$$A_{бк} = (G_{т.с} + G_{yt} + G_{бт}/2) h N_{бк}.$$

15.5. КРОНБЛОКИ И ТАЛЕВЫЕ БЛОКИ

Кронблок и талевый блок служат для размещения неподвижной и подвижной групп свободно вращающихся шкивов, по которым проходит канат талевой системы, Кронблок и талевый блок представляют собой конструкцию, в которой группа свободно вращающихся шкивов смонтирована

на подшипниках на оси, укрепленной в корпусе. По числу осей и их креплению кронблочки и талевые блоки бывают двух видов — одноосные и многоосные. В одноосных конструкциях все блоки размещают на одной или нескольких подвижных соосных осях, а подшипники монтируют в ступицах шкивов; в многоосных конструкциях оси выполняют несоосными и вращающимися вместе со шкивами в подшипниках, укрепленных в корпусах на раме.

На рис. 15.7, *а, в и г* приведены схемы одноосных, а на рис. 15.7, *б* — многоосных кронблоков и талевых блоков. Предпочтительны одноосные конструкции, имеющие меньшие массу и габариты.

Одноосные кронблочки и талевые блоки по конструкции осей и опор выполняются трехопорными (см. рис. 15.7, *а*), двухопорными (см. рис. 15.7, *в*) и многоопорными (см. рис. 15.7, *г*).

Оси кронблока и талевого блока представляют собой нагруженную балку. Поэтому выбор того или иного конструктивного решения зависит от возможности обеспечить требуемую прочность оси и долговечность под-

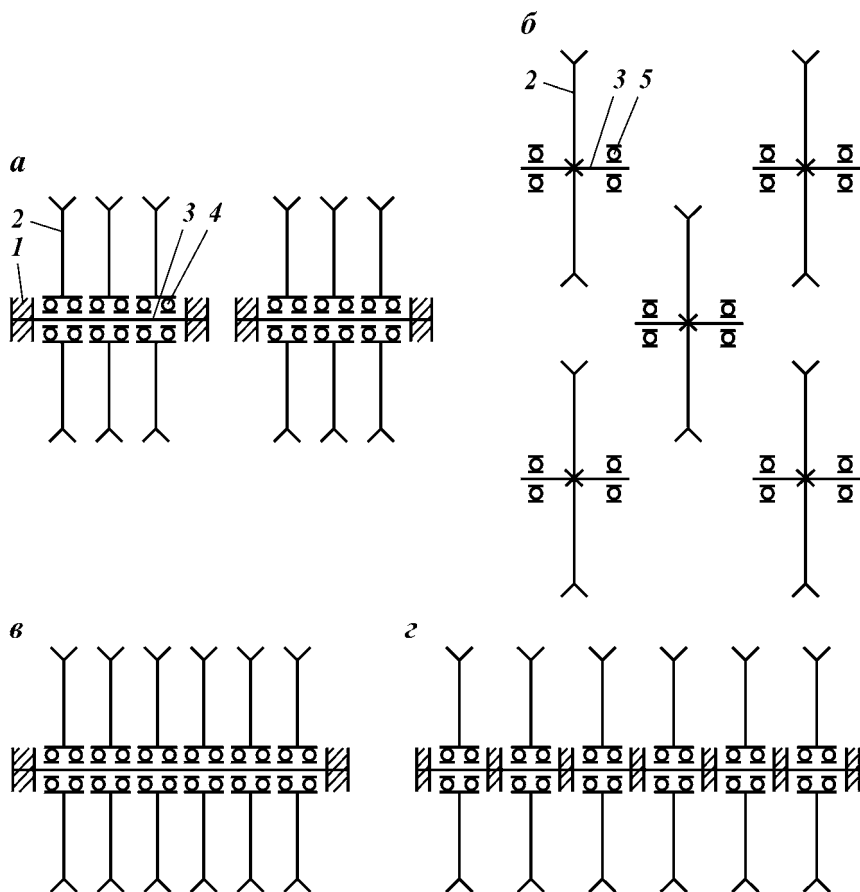


Рис. 15.7. Конструктивные схемы кронблоков:

а — одноосная с промежуточной опорой оси; *б* — многоосная; *в* — одноосная с двумя внешними опорами; *г* — одноосная многоопорная; 1 — опора оси; 2 — шкив; 3 — ось; 4, 5 — подшипники шкива и оси

шипников. В двухопорных конструкциях диаметр оси должен быть значительно больше, чем в многоопорных. В многоопорных одноосных конструкциях диаметр оси может быть наименьшим, однако технологически сложно обеспечить равномерное распределение нагрузки по опорам при неразрезанной оси. Вариант трехопорной конструкции является промежуточным между рассмотренными двумя.

Меньшие размеры и массу имеют одноосные кронблочные без промежуточной опоры оси. Они монтируются на сварной стальной раме, на которой укреплен ось с пятью шкивами на роликоподшипниках. Кронблок рассчитан на максимальную нагрузку 1,4 МН, и такое конструктивное решение обеспечивает прочность, жесткость и удобство обслуживания.

Кронблок с одной осью и двумя опорами монтируют на раме сварной конструкции, изготовленной из двух продольных и двух поперечных (двутавровых) балок. Кронблок (рис. 15.8) опирается на подкронблочные балки вышки концами крайних продольных балок. К середине продольных балок приварены на прокладках разъемные корпуса опор, на которых укреплен секция со шкивами. Секция включает ось, на которой смонтированы шкивы, каждый на двух роликоподшипниках. Ось от проворачивания в опорах застопорена ригелями. К нижней полке одной из балок может быть прикреплен держателем вспомогательный блок на нагрузки до 0,03 МН для подъема различных деталей в буровой. Для защиты вращающихся шкивов и предохранения от соскакивания каната секция блоков закрыта кожухом, укрепленным на шарнирах.

Многоосные кронблочные выполняют одноярусными (оси находятся на одном уровне) и многоярусными (с разными уровнями расположения осей).

Талевый блок представляет собой стальной сборный корпус из литых или сварных стальных элементов, в котором на осях и подшипниках смонтированы шкивы. Талевый блок должен иметь минимальные габариты, особенно по ширине, так как он движется внутри вышки в пространстве между пальцами магазинов с бурильными свечами, чтобы обеспечить безопасное расстояние между блоком и элементами вышки.

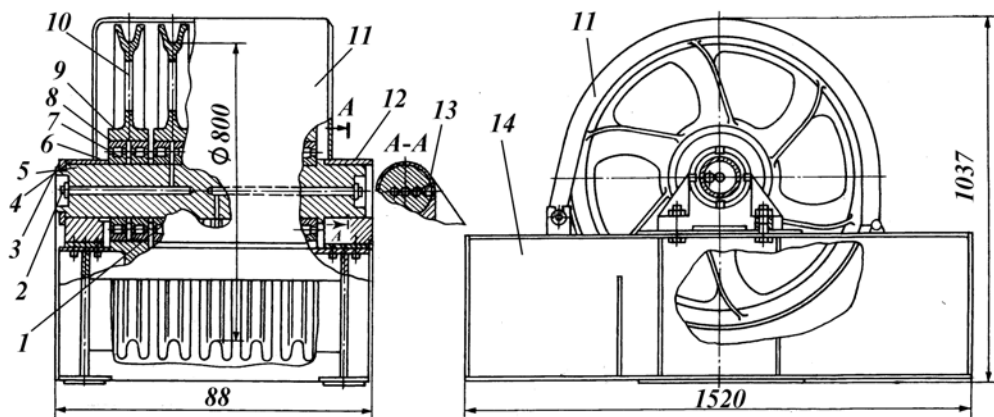


Рис. 15.8. Кронблок пятишкивный с одной осью:

1 — ось шкивов; 2 — пресс-масленка; 3 — гайка; 4, 12 — опоры; 5 — ось; 6, 7 — распорные кольца; 9 — пружинное кольцо; 10 — шкив; 11 — кожух; 13 — стопорный штифт; 14 — рама

Талевые блоки бывают двух видов: односекционные (все шкивы смонтированы на одной оси, укрепленной в боковых щеках) и двухсекционные (две секции шкивов смонтированы в корпусе отдельно, а между осями оставлено пространство для пропуска свечи). Двухсекционные талевые блоки применяют в системах автоматизированного спуска и подъема свечей.

На рис. 15.9 показан шестишкивный талевый блок для максимальной нагрузки 5,0 МН. Буровой крюк следует подвешивать к талевому блоку на его нижнюю серьгу или присоединять на стержнях к его корпусу. Верхняя траверса талевого блока должна иметь отверстия для подвески его при монтаже. Сверху и с боков талевый блок закрыт кожухами с пазами для прохода каната. Для придания жесткости кожуху на лепестках, образованных прорезями, приваривают ребра жесткости или штампуют выступы. Для обеспечения равномерной затяжки щек на оси и в торце верхней траверсы устанавливают регулировочные прокладки.

В системах для механизации спускоподъемных операций применяют двухсекционные талевые блоки, между секциями которых устанавливают трубы с направляющими раструбами для пропуска свечи.

Секции шкивов талевых блоков и кронблоков выполняют однотипной конструкции, представляющей собой ось, на которой на подшипниках качения смонтированы шкивы.

Секции шкивов кронблоков отличаются от секций талевых блоков только конструкцией концов оси и ее креплением, а также числом шкивов.

Для обеспечения взаимозаменяемости шкивы, подшипники, секции кронблоков и талевых блоков, выпускаемые одним заводом, выполняют одинаковыми.

Основными требованиями, которым должны удовлетворять эти механизмы, являются надежность и наименьшие размеры по длине оси для обеспечения необходимого минимального пространства в вышке для прохода талевого блока; кроме того, чем меньше длина оси, тем меньше напряжения изгиба в ней при прочих равных условиях.

Каждый шкив должен быть так смонтирован на подшипниках, чтобы он мог свободно вращаться независимо от частоты вращения соседних шкивов; в то же время он не должен смещаться по оси под действием осевых сил от трения каната о его реборду.

Талевые системы работают в довольно напряженных условиях, поэтому к точности изготовления и качеству материалов предъявляют повышенные требования. Боковое биение шкива допускается не более 1 мм, а радиальное — не более 0,5 мм на диаметре

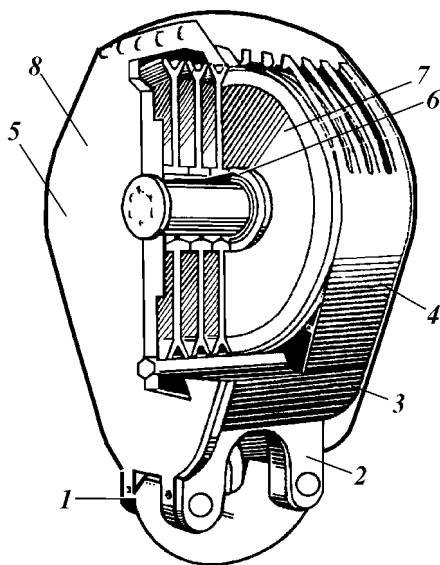


Рис. 15.9. Талевый блок шестишкивный:

1 — серьга; 2 — подвеска; 3 — корпус; 4 — кожух; 5 — ось шкивов; 6 — роликоподшипники; 7 — шкив; 8 — крышка

1000 мм. Отклонение оси профиля канавки допускается не более 1,5 мм, а разностенность реборд — не более 2 мм. Приемку следует осуществлять в соответствии с требованиями правил для грузоподъемных машин.

Корпус блока изготавливают сварным из углеродистой конструкционной стали, шкивы — литыми из легированных сталей типа 40ГЛ, 50ГЛ, 30ХНЛ или сварными из углеродистых и легированных сталей, с закалкой канавок до твердости HRC 30—40 и шероховатостью $R_z = 25$ мкм.

Оси должны быть кованные, термические обработанные, из легированной стали марки 40ХН и др.

15.6. БУРОВЫЕ КРЮКИ И КРЮКОБЛОКИ

Буровой крюк предназначен для подвешивания бурильных колонн в процессе бурения, спуска и подъема бурильных труб и спуска обсадных колонн. В процессе этих технологических операций при проводке скважин он выполняет еще и другие функции:

- удерживает подвешенный на штропе вертикально перемещающийся вертлюг с вращающейся бурильной колонной;

- воспринимает крутящий момент, возникающий на опоре вертлюга, при вращении бурильной колонны ротором;

- обеспечивает автоматический захват за штропы вертлюга с ведущей трубой, находящейся в шурфе при переходе от операций спуска к бурению, или, наоборот, освобождение штропа вертлюга с ведущей трубой, установленных в шурфе при переходе от операций бурения к подъему;

- надежно удерживает в зеве крюка штропы вертлюга при внезапных остановах в скважине спускаемой колонны;

- надежно удерживает на штропах элеватор с бурильной или обсадной колонной в процессе их спуска или подъема;

- легкое поворачивание крюка и манипулирование им в процессе захватывания и освобождения свечей;

- автоматически поднимает отвинченную от колонны свечу (при операциях ее подъема) на высоту, несколько большую длины замковой резьбы;

- автоматически устанавливает ненагруженный элеватор в заданной позиции для захвата очередной свечи из-за пальца вышки.

Наиболее сложные функции крюк выполняет при работе с бурильными колоннами, и это определяет его конструкцию. Буровой крюк выполнен из двух частей: трех рогов, захватывающих штропы элеватора и вертлюга, и корпуса крюка, в котором размещены его механизмы. Центральный рог крюка служит для захвата штропа вертлюга, два боковых — для штропов элеватора. Это позволяет быстро снимать и надевать на крюк вертлюг при переходе от бурения к операциям по спуску и подъему, причем штропы элеватора остаются висеть на крюке, что облегчает работу обслуживающего персонала. В корпусе крюка размещаются упорный подшипник, ствол, пружина, амортизатор и другие устройства.

Подшипник служит для обеспечения поворота крюка при захвате свечей или элеватора во время СПО. Пружина необходима для автоматического извлечения ниппеля из муфты замка свечи при ее отвинчивании. Ход крюка s должен быть несколько больше длины резьбы замка (от 130 до 230 мм), а усилие пружины — больше веса свечи (в разжатом состоянии от 13 до 30 кН, а в сжатом — от 25 до 50 кН).

Гидравлический амортизатор необходим для того, чтобы исключить подскок свечи и порчу ее резьбы после развинчивания. Крюк также следует снабжать позиционером, устанавливающим ненагруженный захватывающий рог в положение, удобное для работы верхнего рабочего при захвате или освобождении элеватора от очередной свечи при СПО.

Буровые крюки классифицируют по максимально допустимой нагрузке и конструктивному исполнению — трех- и двурогие. Двурогие крюки при-

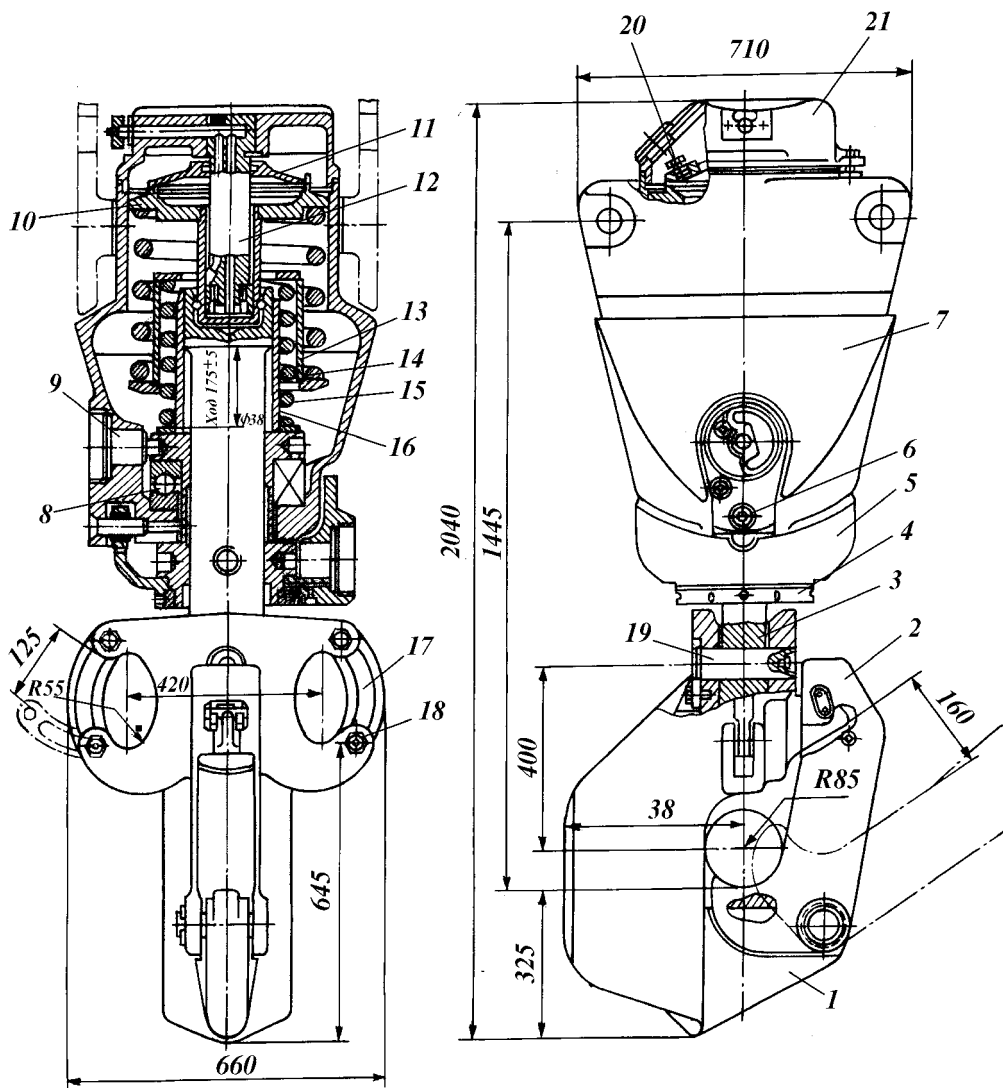


Рис. 15.10. Литой крюк с гидроамортизатором и позиционером:

1 — захват; 2 — защелка главного рога; 3 — ствол; 4 — гайка; 5 — позиционер; 6, 9 — стопоры; 7 — корпус; 8 — подшипник упорный; 10 — диск; 11 — крышка; 12 — поршень гидроамортизатора; 13, 16 — стаканы; 14, 15 — пружины; 17 — серьга; 18, 19 — оси; 20 — пробка; 21 — крышка

меняют только для спуска обсадных колонн; для бурильных колонн используют трехрогие крюки, которые должны быть надежны, легки и удобны в эксплуатации.

Буровые крюки по конструктивному оформлению выполняют двух видов: с захватывающей трехрогой частью, жестко соединенной со стволом, или с захватывающей частью, укрепленной к стволу шарнирно при помощи пальца (рис. 15.10). Каждая из этих конструкций имеет свои преимущества и недостатки, и выбор того или иного решения зависит от технологических возможностей завода-изготовителя.

Шарнирное укрепление захватывающей части позволяет сменять ее без демонтажа ствола и корпуса крюка, однако при высоком качестве изготовления это преимущество не играет большой роли. Крюки, у которых ствол и захватывающая часть составляют как бы одно целое, имеют значительно меньшую высоту, что позволяет применять их с вышками меньшей высоты.

Однорогие крюки используют в передвижных буровых установках небольшой мощности, когда масса крюка и штропов не имеет большого значения.

По способу изготовления крюки подразделяются на кованные, составные пластинчатые и литые из стали. Буровые крюки из стального литья применяют для максимальных нагрузок 1,2–1,4 МН; для больших нагрузок используют составные пластинчатые крюки.

На рис. 15.10, приведена удачная конструкция трехрогого литого крюка для максимальной нагрузки 1,4 МН с шарнирной подвеской грузозахва-

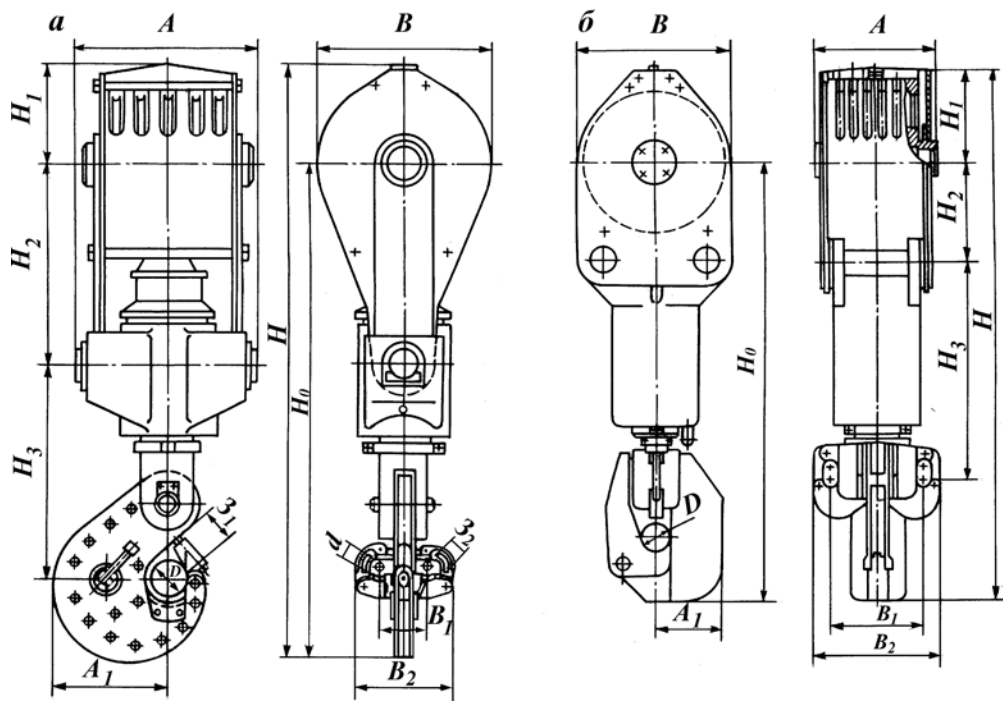


Рис. 15.11. Крюкоблоки буровых установок с пластинчатым (а) и литым (б) крюками

тывающего рога. Крюк имеет защелку главного захвата большой длины с легкоуправляемым автоматически закрывающимся запорным устройством; защелка центрального рога может быть открыта только оператором.

Крюки можно соединять с талевым блоком шарнирно при помощи серьги, шарнирной промежуточной подвески или штропа.

В настоящее время буровые установки на максимальные нагрузки до 3,2 МН оборудуют крюкоблоками, а для больших нагрузок — крюками, шарнирно соединяемыми с талевым блоком.

Крюкоблоки выполняют двух видов: с шарнирным соединением крюка с талевым блоком и с жестким соединением крюка и его захватывающей части с талевым блоком (рис. 15.11). Последнее конструктивное решение позволяет получить крюкоблок меньшей общей высоты по сравнению с вариантом шарнирного крепления крюка с талевым блоком.

Требования к материалам деталей крюков, являющихся весьма ответственным элементом подъемного комплекса, очень высок, так как их поломка почти всегда связана с тяжелыми авариями на буровой.

Тело крюка и другие грузонесущие детали изготавливают из среднеуглеродистых слаболегированных сталей, не обладающих хрупкостью и менее склонных к развитию усталостных трещин.

В табл. 15.2—15.4 приведены основные параметры элементов талевого механизма.

Трехрогие крюки выполняют литыми или составными, так как штамповка трехрогого крюка весьма сложная. Литые крюки изготавливают из легированного стального литья 30ХМЛ со следующими механическими свойствами: предел текучести $\sigma_T = 550$ МПа, временное сопротивление $\sigma_B = 700$ МПа, ударная вязкость $a_n = 40$ Дж/см².

Штропы изготавливают из стали 30ХГСА (ГОСТ 4543—74) или 35ХНМ (ГОСТ 1050—74), корпуса крюков — из литых сталей 30Л, 35Л (ГОСТ 97—75).

Таблица 15.2

Техническая характеристика кронблоков для установок ОАО «Уралмашзавод»

Показатель	Буровые установки с ручной расстановкой свечей				
	УКБ-6-250	УКБ-6-270	УКБ-7-400 (ЗД86-1)	УКБ-7-400 (ЗД86-2)	УКБ-7-500
Схема кронблока	Б	Б	Е	Е	А
Максимальная нагрузка, кН	2500	2700	4000	4000	5000
Число канатных шкивов	6	6	7	7	7+2
Диаметр каната, мм	28	32	32	32	35
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1120	1120	1120	1400
Диаметр шкива по дну канавки, мм	90	1000	1010	1010	1285
Диаметр оси, мм	220	220	260	260	280
Подшипник шкива	97744ЛМ, конический двухрядный 220×340×100	42244, роликовый цилиндрический 220×400×65	7097152М конический двухрядный 260×400×104		7097556М конический двухрядный 280×420×110
Габариты, мм:					
длина	3180	2320	2220	3230	6815
ширина	2606	1440	1460	3190	2440
высота	1335	1322	1590	2440	2200
Масса, кг	3885	3430	3560	6400	9515

Продолжение табл. 15.2

Показатель	Буровые установки с ручной расстановкой свечей				
	УКБА-6-250	УКБА-6-400	УКБА-7-500	УКБА-7-600	УКБА-7-(UNOC500)600
Схема кронблока	В	В	А	Д	А
Максимальная нагрузка, кН	2500	4000	5000	6000	6000
Число канатных шкивов	6	6	7 + 2	7	7 + 2
Диаметр каната, мм	28	35	35	38	38
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1400	1400	1500	1500
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	1285	1285	1365	1375
Диаметр оси, мм	220	280	280	380	280
Подшипник шкива	97744ЛМ, конический двухрядный 220×340×100	7097156М, конический двухрядный 280×420×110		1097976К, конический двухрядный, 380×520×150	7097156М, конический двухрядный, 280×420×110
Габариты, мм:					
длина	4390	4390	6750	5090	6920
ширина	2820	3190	3130	2250	3250
высота	1810	2200	2192	2240	2360
Масса, кг	5170	8040	9925	11 683	11 855

Таблица 15.3

Техническая характеристика крюкоблоков для установок ОАО «Уралмашзавод»

Показатель	Крюкоблок				
	УТБК-5-225 (НБО-Д, НБО-Э)	УТБК-6-320 (ЗД86-1, ЗД86-2)	УТБК-6-450	УТБК-5-225	УТБК-5-320
Максимальная нагрузка на крюке, кН	2250	3200	4500	2250	3200
Число канатных шкивов	5	6	6	5	5
Диаметр каната, мм	32	32	35	28	35
Наружный диаметр шкива, мм	1120	1120	1400	1000	1400
Диаметр шкива по дну канавки, мм	1000	1010	1285	900	1285
Диаметр оси шкива, мм	220	260	280	220	280
Исполнение крюка	Пластинчатый		Литой	Пластинчатый	Литой
Ход пружины крюка, мм	145	200	200	145	200
Подшипник шкива	42244, роликовый двухрядный, 220×440×65 6100	7097152М, конический двухрядный, 260×400×104 7520	7097156М, конический двухрядный, 280×420×110 8500	97744ЛМ, конический двухрядный, 220×340×100 5320	7097156М, конический двухрядный, 220×340×100 7970
Масса, кг					
Размеры (см. рис. 15.11), мм:					
H ₁	670	710	843	610	850
H ₂	1320	1780	875	1260	875
H ₃	1430	1260	1612	1430	1612
H ₀	3280	3540	3507	3190	3507
H	3950	4250	4350	3800	4090
B	1170	1160	1450	1060	1450
B ₁	320	300	700	320	700
B ₂	630	630	960	630	960
A	1125	1174	860	1010	860
A ₁	665	665	520	665	520

Показатель	Крюкоблок				
	УТБК-5-225 (НБО-Д, НБО-Э)	УТБК-6-320 (ЗД86-1, ЗД86-2)	УТБК-6-450	УТБК-5-225	УТБК-5-320
D	220	220	200	220	200
$З_1$	210	210	210	210	210
$З_2$	150	150	150	150	150
d	150	120	120	150	120

Таблица 15.4

Техническая характеристика талевых блоков для работы с АСП

Показатель	Талевый блок				
	УТБК-5-200	УТБК-5-320	УТБКА-6-400	УТБКА-6-500	УТБКА-6-500 (БУУНОС 500ДЕ)
Максимальная нагрузка на крюке, кН	2000	3200	4000	5000	5000
Число канатных шкивов	5	5	6	6	6
Диаметр каната, мм	28	35	35	38	38
Число осей для установки шкивов	2	2	2	2	2
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1400	1400	1500	1500
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	1285	1285	1365	1375
Диаметр оси шкива, мм	220	280	280	380	280
Подшипник шкива: тип	КД97744ЛМ	КД7097156М		КД1097976К	КД7097156М
размеры	220×340×100	280×420×110		380×520×150	280×420×110
Габариты, мм:					
высота	2215	2705	2735	2845	2845
ширина	1318	1485	1430	1710	1570
Масса, кг	4250	6850	7720	10 580	7420

В пластинчатых крюках пластины среднего рога толщиной до 30 мм выполняют из легированной конструкционной крюковой стали со следующими механическими свойствами: предел текучести $\sigma_t \geq 700$ МПа, временное сопротивление $\sigma_b \geq 900$ МПа, ударная вязкость $a_n \geq 60$ Дж/см², твердость НВ 203—321. Пластины соединяют между собой заклепками. Подушку изготавливают из стального литья 35ХН (ГОСТ 4543—71) или др. Оси для подвешивания штропов элеватора выполняют из стали 38Х2Н2МА или 40ХН (ГОСТ 4543—71).

15.7. ТАЛЕВЫЕ МЕХАНИЗМЫ**БУРОВЫХ УСТАНОВОК ОАО «УРАЛМАШЗАВОД»**

Элементы талевого механизма (кронблоки, талевые блоки, крюки) имеют оптимальные соотношения диаметров канатного шкива и талевого каната. Канавки канатных шкивов обработаны ТВЧ. Оси шкивов и крюки выполнены из легированной стали высокой прочности. В качестве опор шкивов использованы подшипники с высокой долговечностью.

Крюки литой конструкции позволяют выполнить крюкоблоки мень-

ших габаритов по радиусу вращения и встроить удлиненную литую защелку для автоматического захвата штропов вертлюга. Небольшие габариты по радиусу вращения, наличие гидроамортизатора и ориентира обеспечивают удобство работы при расстановке свечей.

В зависимости от требований заказчика талевые механизмы поставляются в двух модификациях: для ручной расстановки свечей и для использования в комплекте с механизмами типа АСП, включая автоматический элеватор.

**15.8. ТАЛЕВЫЕ МЕХАНИЗМЫ
БУРОВЫХ УСТАНОВОК ВЗБТ**

Элементы талевого механизма (кронблок, талевый блок, крюк) буровых установок ВЗБТ имеют следующие особенности:

приняты оптимальные соотношения диаметров канатного шкива и талевого каната, гарантирующие высокую долговечность талевого каната;

канавки канатных шкивов кронблока и талевого блока обработаны ТВЧ;

оси шкивов выполнены из легированной стали высокой прочности и износостойкости;

литая конструкция крюка, изготовленная из стали, высокой прочности, обеспечивает минимальную массу и удобство работы верхового рабочего;

благодаря специальному механизму можно быстро провести перепуск талевого каната, что значительно увеличивает его долговечность.

В табл. 15.5, 15.6 приведены основные параметры элементов талевого механизма.

Таблица 15.5

Техническая характеристика кронблоков для установок ВЗБТ

Показатель	Кронблок				
	Сб.10А/БУ2500ЭУ	Б4.10.00.000	Б1.10.00.000	Б38.10.00.000	М11.01.10.000
Схема кронблока	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>в</i>	<i>в</i>	<i>г</i>
Допускаемая нагрузка, кН	1750	1000	1750	2000	1000
Число канатных шкивов	5 + 1	5	5 + 1	5 + 1	5
Диаметр каната, мм	28	25	28	32	25
Наружный диаметр шкива, мм	1000	900	1000	1000	760
Диаметр шкива по дну канавки, мм	90	800	900	900	660
Диаметр оси шкива, мм	170	170	170	170	170
Габаритные размеры, мм:					
длина	2680	910	2120	816	1500
ширина	1046	950	910	1000	1000
высота	1400	950	1080	1080	1000
Масса, кг	2260	1100	1470	2263	1180
Примечание. Подшипники шкива — цилиндрический роликоподшипник 42234 (ГОСТ 8328—75), 170×310×52.					

Таблица 15.6

Техническая характеристика крюкоблоков для установок ВЗБТ

Показатель	Крюкоблок	
	Сб. 11Б/БУ2500ЭУ, Б31.11.00.000 Б38.11.00.000)	М11.14.00.000
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750(2000)	1000
Число канатных шкивов	4	4
Диаметр каната, мм	28(32)	32
Число осей для установки шкивов	1	1
Наружный диаметр шкива, мм	1000	760
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	660
Диаметр оси шкива, мм	170	170
Исполнение крюка	Литой	
Ход пружины крюка, мм	140	140
Габаритные размеры, мм:		
длина	3264	2750
ширина	660	800
высота	1050	650
Масса, кг	3790	3000
Размеры, мм:		
H ₁	675	420
H ₂ + H ₃	2264	2013
H ₀	2589	2328
H	3260	2750
B	1050	800
B ₁	380	420
B ₂	660	660
A	652	650
A ₁	385	385
D	170	170
Z ₁	210	210
Z ₂	150	150
d	110	110
Примечание. Подшипники: шкивов — 42234 (ГОСТ 8328—75), 170×310×52; крюка — опорный 8308, 40×75×26 и опорный 889736, 180×300×95.		

Характеристика талевого блока и крюка для БУ1600/100ДГУ и БУ1600/100ЭУ

Талевый блок Б4.15.00.000

Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000
Число канатных шкивов	4
Диаметр шкива, мм:	
наружный	900
по дну канавки	800
Диаметр каната, мм	25
Число осей для установки шкивов	1
Диаметр оси шкива, мм	170
Габариты, мм:	
длина	940
ширина	746
высота	1583
Масса, кг	2412

Крюк с подвеской Б4.34.00.000

Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000
Исполнение крюка	Литой
Размер зева крюка под штроп вертлюга, мм	170
Размер зева боковых рогов, мм	85
Усилие пружины крюка, кН:	
в начале рабочего хода	19,1
при выбранном ходе	43,0
Ход пружины крюка, мм	140
Высота, мм	2115
Ширина по боковым рогам, мм	520
Масса, кг	790

15.9. БУРОВЫЕ ВЫШКИ

Буровая вышка представляет собой металлическое сооружение над устьем скважины, предназначенное для установки талевого механизма, устройств для механизации спускоподъемных операций и размещения бурильных свечей. От технического совершенства буровой вышки существенно зависят монтажеспособность и транспортабельность буровой установки, а также эффективность и безопасность бурения. Отказы буровой вышки могут вызвать тяжелые последствия, поэтому надежность и прочность — первостепенные требования, предъявляемые к буровым вышкам. Эти качества должны сочетаться с технологичностью и легкостью вышек, способствующих повышению экономичности и ускорению вышккомонтажных работ.

Согласно требованиям безопасности конструкция и крепление вышки к основанию или фундаменту должны обеспечить надежность и безопасность ее эксплуатации при отсутствии оттяжек. В конструкции вышки должны быть предусмотрены кронблочная, верхняя рабочая и переходные площадки с маршевыми лестницами и стремянками от пола буровой до кронблока.

Верхняя площадка должна быть оборудована передвижной люлькой для рабочего, занятого установкой бурильных свечей при спускоподъемных операциях. Козлы для замены кронблока и монтажный ролик на верхнем основании вышки рассчитываются на подъем полуторакратной массы кронблока. Геометрические формы буровых вышек и отдельных элементов должны обладать минимальными аэродинамическими сопротивлениями с целью снижения ветровых нагрузок.

Буровые вышки подразделяются на башенные и мачтовые. В зависимости от способа спускоподъемных операций различают буровые вышки с устройствами для ручной и механизированной расстановки свечей.

Башенные вышки изготавливаются с гибкой (рис. 15.12, а) и жесткой (рис. 15.12, б) решетками. Известны конструкции башенных вышек, ноги которых изготовлены из сварных четырехгранных ферм (рис. 15.12, в) либо из труб большого диаметра (рис. 15.12, г). Вышки этих типов называют пилонными. Независимо от конструктивной схемы башенные вышки характеризуются высокой жесткостью и сопротивляемостью кручению под действием момента сил, создаваемого натяжением неподвижной и ходовой струн талевого каната. Однако вследствие большого числа болтовых соединений сборка башенных вышек сопряжена с большой трудоемкостью. Отсутствие связей между ногами пилонных вышек способствует повышению их монтажеспособности и улучшает обзор вышки со стороны мостков.

Мачтовые вышки (рис. 15.12, д) имеют А-образную форму и благодаря сварной конструкции секций ног обладают высокой монтажеспособностью. Ноги вышки имеют треугольное 1 и 2, четырехугольное 3 либо кольцевое 4 сечение. При одинаковых размере B и площади поперечных сечений наибольшим сопротивлением изгибу и кручению обладают вышки, имеющие четырехугольное сечение ног. Это обусловлено тем, что моменты инерции сечений 1, 2, 3 относительно оси изменяются пропорционально отношениям 1:1,35:1,50. Вышки с четырехугольным сечением ног наиболее материалоемки. Вышки с кольцевым сечением ног изготавливаются из труб большого диаметра, что приводит к их утяжелению. Жесткость и монтажеспособ-

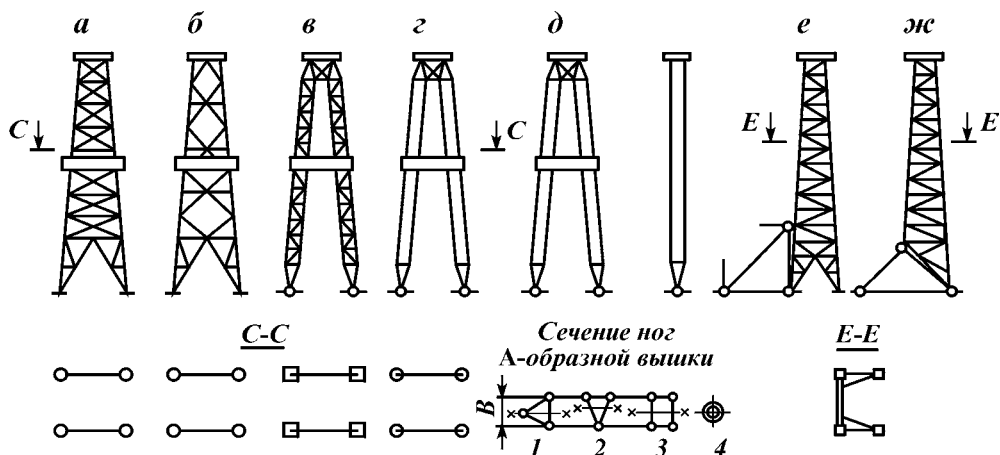


Рис. 15.12. Конструктивные схемы буровых вышек

ность хорошо сочетаются в буровых вышках с открытой передней гранью, имеющих четыре (рис. 15.12, е) либо две опоры (рис. 15.12, ж) и П-образную форму поперечного сечения.

Буровые вышки изготавливают из труб, уголков, швеллеров и круглого проката. Для несущих элементов предпочтительнее применять трубчатые профили, которые по сравнению с другими видами профилей обладают более высоким радиусом инерции и придают вышке благоприятные аэродинамические свойства, способствующие снижению ветровых нагрузок на вышку.

Башенная вышка (рис. 15.13) представляет собой четырехгранную усеченную пирамиду, состоящую из четырех наклонно расположенных ног 6, связанных между собой поясами 8 и гибкими диагональными тягами 7.

В рассматриваемой конструкции ноги и пояса вышки изготовлены из труб, а диагональные тяги — из круглого стального проката. На наголовнике вышки устанавливаются цельносварная подкронблочная рама, козлы 1 и подкронблочная площадка 2. Козлы снабжены блоком, используемым при монтаже вышки, замене кронблока и подъеме других тяжестей. Балконы 4 и 5 предназначены для работы второго помощника бурильщика (верхового) при ручной расстановке бурильных свечей длиной 36 и 27 м.

Каждый балкон состоит из четырех площадок 10, каркаса укрытий и оборудован пальцами 12 с шарнирной головкой для установки свечей и люлькой 11 для верхового, размещенной относительно оси скважины на расстоянии, достаточном для прохода талевого блока. На высоте около 15 м находится площадка для обслуживания стояка манифольда буровых насосов и бурового рукава.

Согласно требованиям безопасности, ширина площадок буровой вышки должна быть не менее 750 мм. Площадки имеют металлический настил из просечно-вытяжного листа (чтобы предотвратить скольжение), перила высотой не менее 1200 мм с продольными планками и прилегающий к настилу борт высотой 150 мм. Вышка снабжена маршевыми металлическими лестницами 3 шириной не менее 650 мм с переходными площадками и ограждениями в виде перил высотой не менее 1000 мм. На двух противо-

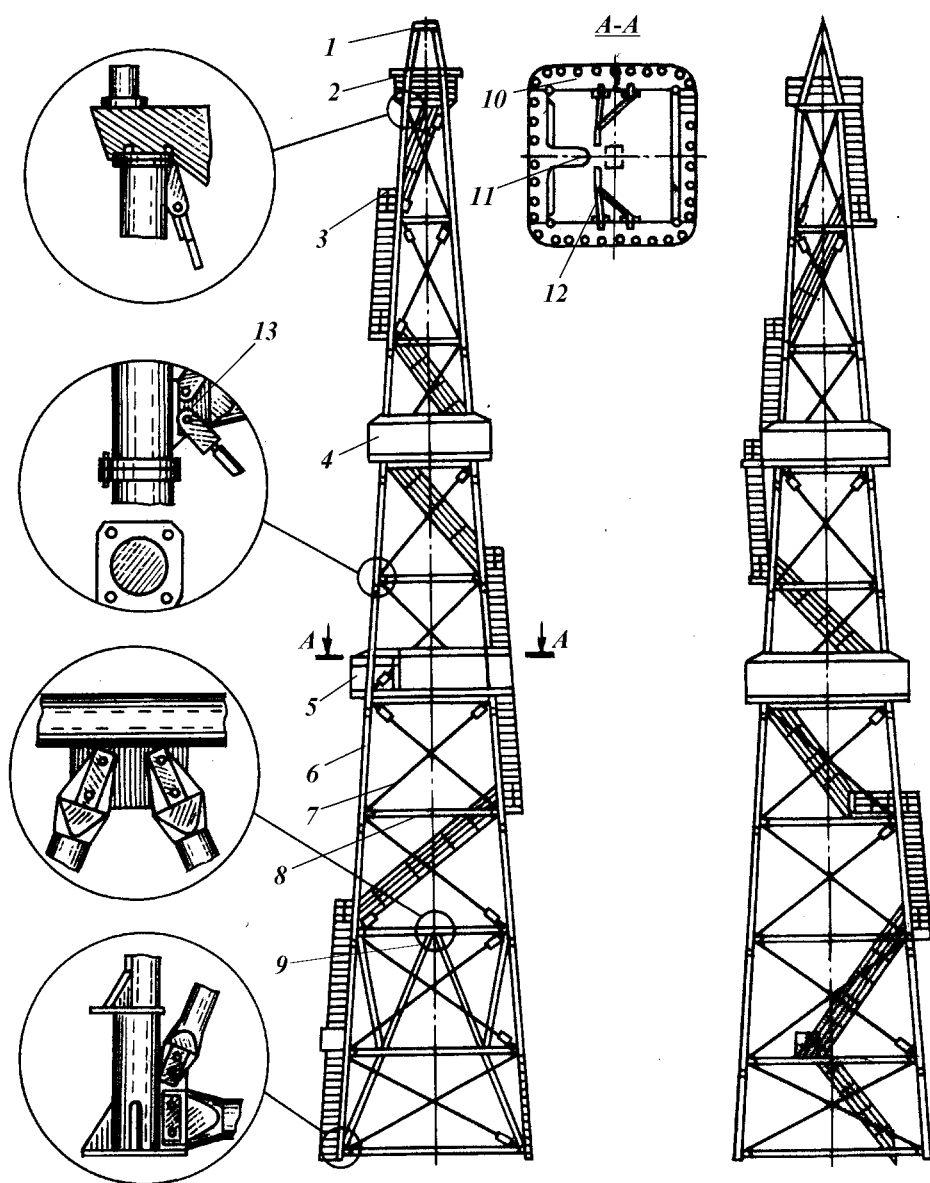


Рис. 15.13. Башенная вышка

положных гранях имеются ворота 9 для затаскивания необходимого оборудования.

Ноги вышки собираются из стоек, которые стыкуются болтовыми фланцами, приваренными к их торцам. Для удобства сборки и центрирования торцы стоек снабжены конусными направляющими. Нижние стойки ног имеют опорные плиты и кронштейны для домкратов, используемых при центрировании вышки. Известны другие способы соединения стоек ног вышки (фланцевое соединение на полухомутах и откидных болтах, соеди-

нения «торец в торец», стяжными болтами и др.). В соединениях без фланцев в результате деформации контактирующих поверхностей при перебазирующих и разборках вышки происходит ослабление посадок в стыках.

Пояса и диагональные тяги болтами соединяются с приваренными к ногам вышки косынками 13. Стойки ног и пояса вышки изготавливают из труб, диагональные тяги — из круглого проката. В другой модификации, отличающейся жесткой комбинированной крестовой решеткой, ноги вышки изготавливают из двух крестообразно расположенных угольников, а пояса и раскосы — из угольников меньшего размера.

В пилонной вышке аналогичной высоты и грузоподъемности стойки ног изготавливают из труб большого диаметра и соединяются посредством литых стальных фланцев, приваренных к торцам стоек. Верхние концы ног пилонной вышки шарнирно соединяются с подкронблочной рамой. Взаимное положение ног и жесткость вышки обеспечиваются диагональными винтовыми стяжками, соединяющими верхние стойки ног, и горизонтальными винтовыми тягами, расположенными в средней и нижней частях вышки. Опоры ног пилонной вышки выполнены в виде конуса с проушиной, закрепляемой в специальной стойке на фундаменте. Башенные вышки монтируются преимущественно сверху вниз посредством специальных вышечных подъемников.

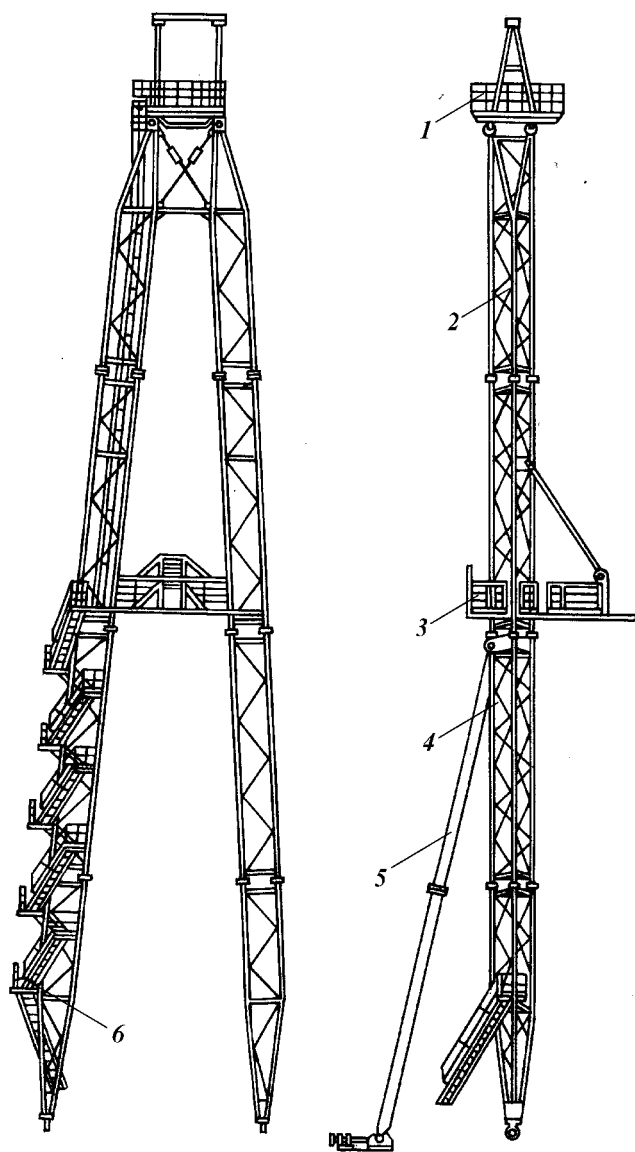
Мачтовая А-образная вышка (рис. 15.14) состоит из двух ног, несущих основную нагрузку, и подкосов 5, удерживающих вышку в рабочем положении. В зависимости от высоты вышки каждая из труб 2 либо профильного проката, либо цилиндрическая. Секции стыкуются посредством фланцевых соединений. Для ускорения сборки вместо фланцевых соединений применяются полухомуты. Верхние секции имеют проушины для соединения с подкронблочной рамой, на которой установлены козлы и площадка 1 для обслуживания и ремонта кронблока.

В зависимости от схемы подъема и конструкции вышки подкосы 5 располагаются со стороны мостков либо на противоположной стороне и посредством проушин соединяются с ногами вышки. Ноги 4 вышки шарнирно соединяются с опорой, центрирующей вышку относительно оси ротора. Балкон 3 для второго помощника бурильщика и магазин для свечей крепятся к ногам вышки кронштейнами.

Стояк манифольда буровых насосов располагается внутри ноги вышки. Для обслуживания и смены бурового рукава внутри ноги вышки имеется небольшая площадка. Маршевые лестницы 6 монтируются на гранях одной из ног вышки и доходят до балкона. Внутри ноги вышки устанавливаются лестницы туннельного типа.

А-образную и другие мачтовые вышки собирают в горизонтальном положении на специально подготовленной площадке, достаточной для расположения собранной вышки и необходимого для ее монтажа оборудования. В вертикальное положение вышку поднимают при помощи стрелы и блоков, оснащенных канатом, ходовой конец которого крепится к барабану буровой лебедки, либо трактора-подъемника. В буровых установках универсальной монтажеспособности для подъема вышки используется специальный механизм подъема, представляющий собой достаточно жесткую П-образную раму с двумя подкосами и полиспастом. С помощью буровой лебедки, приводимой от регулятора подачи долота, и полиспаста механизма подъема вышка устанавливается в рабочее положение и крепится к подкосам, придающим вышке устойчивость при эксплуатации.

Рис. 15.14. Мачтовая А-образная вышка



При подъеме из скважины бурильные свечи нижним концом устанавливают на подсвечник. Верхний конец свечей заводят в так называемый магазин, и они упираются в палец. Между пальцем и люлькой имеется просвет для свободного прохода труб наибольшего диаметра. Пальцы изготовляют из толстостенных труб, они имеют шарнирную головку, которая поворачивается при случайных ударах талевого блока, благодаря чему предотвращается поломка пальца.

Мачтовые буровые вышки для буровых установок ОАО «Уралмашзавод» изготовляются следующих типов: А-образные (ВМ), П-образные (ВМП) и четырехопорные (ВУ).

Таблица 15.7

Техническая характеристика мачтовых вышек

Показатель	А-образные вышки			П-образные вышки
	ВМА-45×200	ВМР-45×200У	ВМР-45×320, ВМА-45×320	ВМП-45×320
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000	2000	3200	3200
Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м	45	45	45	45
Нагрузка на крюке при испытании, кН	2400	2400	3840	3840
Расстояние между ногами, м	10,3	10,3	10,3	—
База нижняя (расстояние между осями опорных шарниров), м	—	—	—	2,6×10,3
Длина свечи, м	25—27	25—27	25—27	25—27
Диаметр и толщина трубы, мм	140×8	140×8	140×14	—
Профиль уголка	—	—	—	200×200×17
Соединение секций между собой	Пальцевое		Фланцевое	
Длина секций, м	11 940	11 940	11 940	11 900—12 750
Габариты сечения ноги, м	1640×2440	1640×2440	1640×2440	1800×3000
Размеры, мм:				
H	44 800	44 800	44 800	44 800
H_1	6200	7200	8200	8200
H_2	3550	4750	5300	2400
H_3	4600	4600	4600	4100
H_4	16 750	17250	17 750	17 350
A	10 300	10 300	10 300	10 300
A_1	—	—	—	2600
B	620	650	630	250
B_1	9 880	9 635	4 450	5 250
Масса, кг:				
секции (максимальная)	3795	3483	4475	7010
вышки	36 290	30 766	41 050	69 450
Система подъема вышки	Буровой лебедкой с помощью специального приспособления			

Таблица 15.8

Параметры четырехопорных мачтовых вышек

Показатели	ВУ-45×400А, ВУ-45×450	ВУ-45×500
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	4000/4500	5000
Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м	45	45
Нагрузка на крюке при испытании, кН	4800/5400	6000
Расстояние между ногами, м	11×8	11×8
Длина свечи, м	25—27	25—27
Применяемый профиль уголка:		
верхней части	250×250×16	250×250×16
нижней части	160×160×14	160×160×14
Число секций	12	12

Продолжение табл. 15.8

Показатели	ВУ-45×400А, ВУ-45×450	ВУ-45×500
Соединение секций между собой	Фланцевое на болтах	
Длина секций, м	12 865—9 925	12 865—9 925
Размеры сечения ног вышки, мм	1840×2340	1840×2340
Размеры, мм:		
H	44 800	44 800
H_1	8 200	10 200
H_2	8 300	10 300
H_3	5 000	5 000
H_4	20 000	20 000
H_5	1600	1900
H_6	4136	4950
A	8000	8000
B	11 000	11 000
Масса, кг:		
секции (максимальная)	6400	6400
вышки	63 000	63 000
Система подъема вышки	Буровой лебедкой с помощью полиспаста	

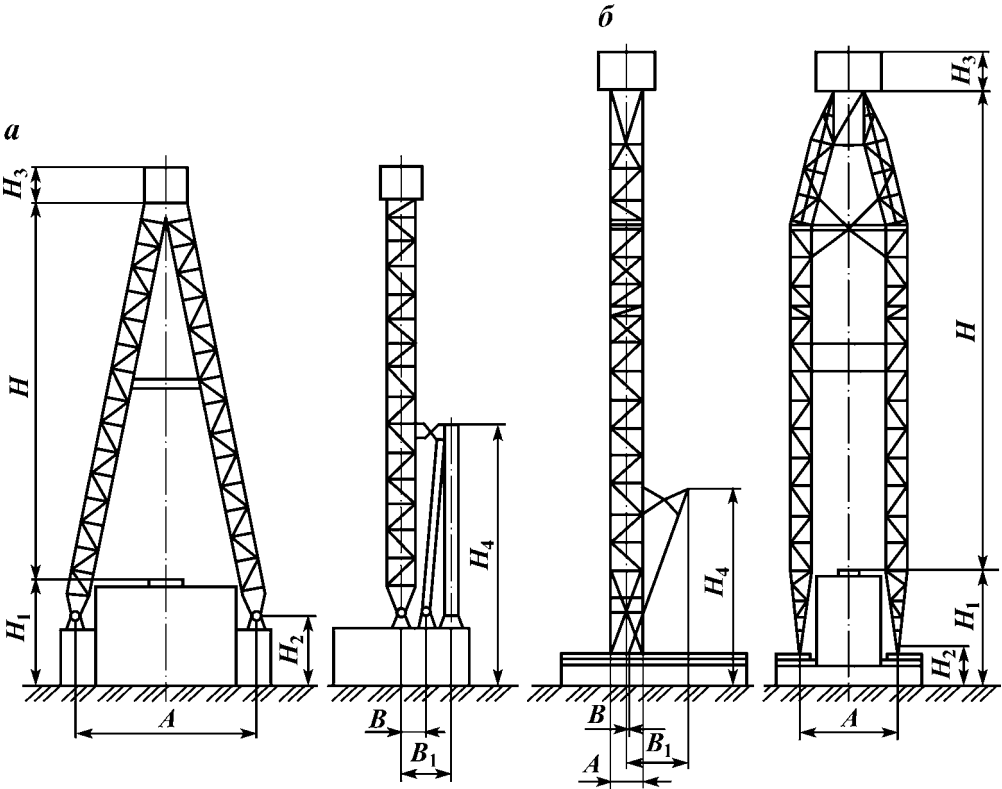


Рис. 15.15. Буровые вышки мачтового типа:
а – А-образные; б – П-образные

Таблица 15.9

Техническая характеристика буровых вышек ВЗБТ

Показатель	Б4.01.00.000	С6.01/БУ2500ЭУ	Б1.01.00.000, Б11.01.00.000, Б11.01.00.000-01	Б12.01.00.000	Б12.01.00.000-01
Буровые установки, в которых использованы буровые вышки	БУ1600/100ДГУ, БУ1600/100ЭУ	БУ2900/175ДГУМ1	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-1, БУ2900/175ЭК	БУ2900/175ЭПБМ1	БУ2900/200ЭПК
Допускаемая нагрузка на крю- ке, кН	1000	1750	1750	1750	2000
Нагрузка на крюке при испы- тании, кН	1200	2100	2100	2100	2400
Рабочая высота (расстояние от стола ротора до подкронблоч- ной рамы), м	38,8	42,1	40,8	41,6	41,6
Длина свечи, м	25 – 27	25 – 27	25 – 27	25 – 27	25 – 27
Расстояние между ногами, м	7,5	9,0	7,5	6,5	6,5
Сечение ноги вышки	Трехгранное	Четырехгранное	Трехгранное	Четырехгранное	
Число секций	8	8	8		
Диаметр и толщина трубы, мм	140×6	140×6	140×12	140×12	140×12
Соединение секций между со- бой	Фланцево-хомутовое		Секций – фланцевое, наголовник – на осях		
Габариты сечения ноги, мм	1640×1640×1620	1640×2140	1640×1640×1620	1682×2183	1682×2183
Наличие маршевых лестниц	–	Имеются	–	Имеются	
Размеры, мм:					
<i>H</i>	38 800	42 400	40 800	41 640	41 640
<i>H</i> ₁	5300(8300)	5800	5800	6000	8000
<i>H</i> ₂	3300(6300)	3300	3300	2800	4800
<i>H</i> ₃	3300	4100	3370	4823	4823
<i>H</i> ₄	12 800(15 800)	11 800	15 800	13 900	15 900
<i>H</i> ₅	3030(6030)	2600	3030	9055	11 055
<i>A</i>	7500	900	7500	6500	6500
<i>B</i>	5855	2865	5800	3300	3300
Масса, кг:					
секции (наибольшая)	1544	2520	1980	4527	4527
вышки (без механизма подъема)	15 200	33 300	18 500 – 18 700	31 520	31 520
вышки (с механизмом подъема)	21 800	42 700	26 300 – 26 600	33 872	33 881
Полезная площадь магазинов, м ²	3,23	4,38	4,28	4,66	4,66
Система подъема вышки	От буровой лебедки через систему специального полиспаста				

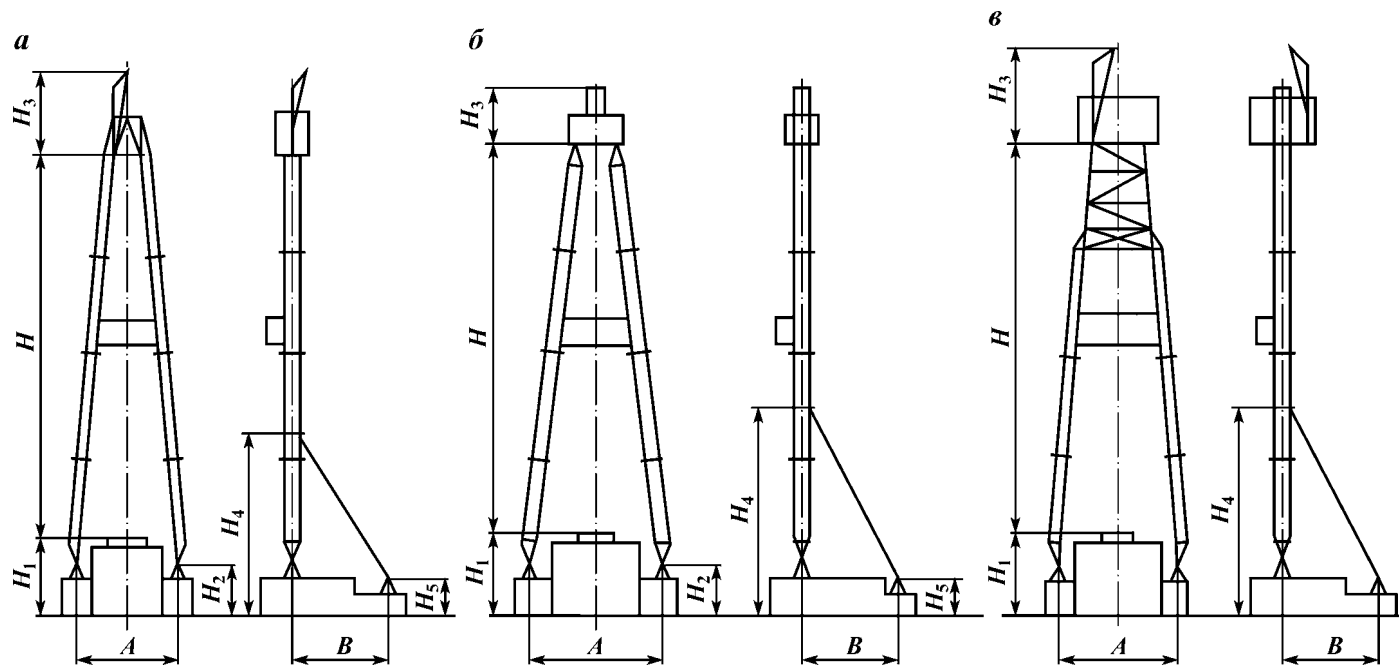


Рис. 15.17. Буровые вышки ВЗБТ:
 а – Б4.01.00.000; б – С6.01/2500ЭУ; в – типа Б1, Б11, Б12

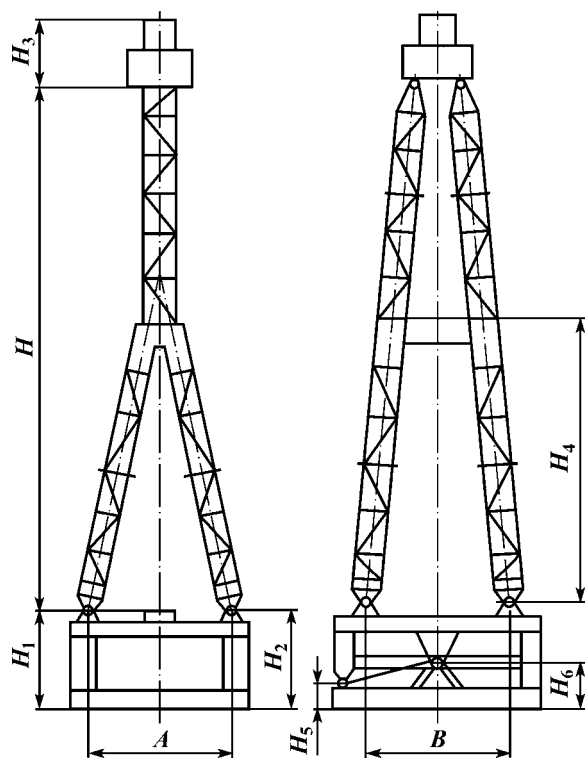


Рис. 15.16. Четырехопорная мачтовая вышка

А-образные вышки применяются в буровых установках классов 3200/200 и 5000/320, П-образные — в буровых установках класса 5000/320.

Четырехопорные мачтовые вышки используются в буровых установках классов 6500/400 и 8000/500. Обладая жесткостью башенных, вышки этого типа сохранили монтажные качества мачтовых вышек. Оригинальная схема подъема предусматривает использование в качестве устройства для подъема вышки буровой площадки. Вышки такого типа обеспечивают одновременное размещение двух комплектов свечей: для работы с механизированной их расстановкой с одной стороны и для работы с ручной расстановкой — с другой.

Подъем и опускание вышек осуществляются буровой лебедкой с помощью специальных устройств.

Внутри одной ноги вышки имеются лестницы тоннельного типа до подкронблочной площадки, внутри второй ноги — лестницы маршевого типа с переходными площадками (до платформы верхового рабочего).

В табл. 15.7 и 15.8 приведены основные параметры, на рис. 15.15 и 15.16 — конструкции вышек ОАО «Уралмаш», а в табл. 15.9 и на рис. 15.17 — вышек ВЗБТ.

15.10. БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ ЛЕБЕДКАМ

Буровые лебедки выполняют следующие функции: натяжение и наматывание на барабан ведущей ветви каната талевой системы при подъеме и торможении, а также сматывание каната при спуске и наращивании бурильных и обсадных колонн и ненагруженного крюка с элеватором. Лебедки также натягивают вспомогательные канаты при свинчивании и развинчивании колонн (при отсутствии специальных ключей), подъеме и спуске грунтоносок и подъеме различных грузов, оборудования и вышек в процессе монтажа и демонтажа установок.

Лебедки могут быть также предназначены для передачи вращения ротору и подачи бурильной колонны во время бурения.

Спуск и подъем бурильных колонн производят много раз, все операции повторяются систематически в строго определенной последовательности, а нагрузки на лебедку при этом носят циклический характер. При подъеме крюка мощность подводится к лебедке от двигателей, а при спуске, наоборот, тормозные устройства должны преобразовывать всю освободившуюся энергию в теплоту. Для лучшего использования мощности во время подъема крюка с переменной по величине нагрузкой приводные трансмиссии лебедки или ее привод должны быть многоскоростными.

Лебедка должна оперативно переключаться с больших скоростей подъема на малые скорости и обратно, обеспечивать плавное включение с минимальной затратой времени на эти операции. В случаях прихватов и затяжек колонн сила тяги при подъеме должна быть быстро увеличена. Переключение скоростей для подъема колонн различного веса осуществляется периодически.

Канат на барабан лебедки при спуске и подъеме в зависимости от нагрузки, скорости крюка и числа ветвей в талевой оснастке должен навиваться и свиваться с различными скоростями. Скорость наматывания каната на барабан при подъеме колонн наибольшего веса должны быть в пределах 3—5 м/с, а при подъеме ненагруженного элеватора — в пределах 12—20 м/с. Более высокие скорости ухудшают условия намотки каната на барабан и не дают существенного выигрыша во времени при подъеме. Наибольшая скорость разматывания каната при спуске бурильных колонн не должна превышать 30 м/с.

В процессе бурения с помощью лебедки осуществляют спуск (подачу) бурильной колонны со скоростью, составляющей десятитысячные или сотые доли метра в секунду, и подъем для разгрузки долот со скоростью до 1 м/с.

В процессе подъема колонн канат навивается на барабан лебедки с натяжением от действия веса колонны, а свивается при спуске ненагруженного элеватора под небольшим натяжением. В процессе спуска колонн, наоборот, канат навивается при небольшом натяжении и большой скорости во время подъема ненагруженного элеватора, а свивается при натяжении от веса всей колонны.

В связи с этим необходимо обеспечить упорядоченную укладку каната на барабан при его намотке во избежание врезания ведущей ветви между рыхлоуложенными витками каната нижележащих слоев.

Для выполнения перечисленных функций буровая лебедка должна быть снабжена следующими органами и устройствами:

станиной-рамой, на которой монтируются все механизмы лебедки; барабаном для навивки талевого каната;

механическим ленточным тормозом (основной — стопорный) для замедления движения и остановки крюка в любом месте по высоте вышки (при отсутствии в конструкции лебедки специальных устройств для регулирования скорости подачи колонны во время бурения эти функции должны осуществляться также ленточным тормозом);

тормозом замедления (вспомогательным) для регулирования скорости спуска колонн и рассеивания части энергии, выделяющейся при этом;

оперативными фрикционными муфтами включения высоких и низких частот вращения барабана лебедки (называемых «тихой» и «быстрой»);

трансмиссией, осуществляющей передачу мощности и вращения барабану лебедки при подъеме;

катушечным валом, оборудованным катушками для выполнения с их помощью вспомогательных работ (свинчивание и развинчивание труб, подъем грузов и т.д.);

вспомогательным барабаном, который смонтирован на катушечном валу и служит для намотки каната при тартальных работах по извлечению грунтоносок и др.;

пультом для управления лебедкой и всеми агрегатами буровой установки;

щитом приборов для контроля работы лебедки и других органов установки;

промежуточным валом для передачи вращения ротору при цепных трансмиссиях.

Лебедка представляет собой отдельный агрегат с жестким металлическим корпусом, смонтированным на раме-салазках для обеспечения быстрого монтажа, демонтажа и транспортировки.

Вал с главным барабаном, передачами и муфтами включения смонтирован в корпусе, обеспечивающем необходимую герметичность, прочность и жесткость конструкции и предохраняющем от попадания грязи в трансмиссии и подшипники.

Механический (главный) тормоз обеспечивает прогрессивно увеличивающееся и плавное торможение барабана. В соответствии с требованиями техники безопасности тормоз монтируется непосредственно на барабане; его ленты должны плотно охватывать тормозные шкивы при торможении и обеспечивать свободное вращение барабана при спуске и хороший отвод теплоты, выделяющейся при торможении. Лебедку снабжают вспомогательным тормозом для обеспечения регулирования момента торможения и поглощения части энергии, выделяющейся при спуске колонн. Вспомогательный тормоз должен осуществлять торможение барабана только при спуске колонн, а при подъеме, при вращении барабана в обратном направлении, торможение должно быть исключено.

Кинематическую связь между валами буровых лебедок лучше осуществлять цепными передачами и только в легких самоходных установках — зубчатыми передачами.

Пульт управления и щиты приборов следует располагать так, чтобы бурильщик мог удобно и просто управлять лебедкой и всем оборудованием буровой установки и, не меняя своей позиции, иметь хороший обзор рабочей площадки и оборудования в процессе работы.

Конструкция лебедки должна позволять выполнять непосредственно

на буровой с минимальными затратами времени мелкие ремонтные работы (смену тормозных колодок, смену талевого каната, цепей и др.). Лебедки должны обеспечивать надежную и бесперебойную работу на буровой в течение всего периода проводки скважины. До поступления в ремонт лебедка должна наработать не менее 3000 ч.

В зависимости от комплекса выполняемых работ лебедки могут быть универсальными, предназначенными для всех работ, связанных со спуском, подъемом и подачей колонн в процессе проводки скважины, и специализированными, выполняющими часть функций (только подъем и спуск колонн). В последнем случае свинчивание, развинчивание, подъем и спуск небольших грузов, грунтоносок и другие работы выполняют с помощью другой вспомогательной лебедки. Первый вид буровых лебедок применяют при их установке на уровне пола буровой, второй вид — при установке их ниже пола буровой. В последнем случае должно быть предусмотрено дистанционное механическое и пневматическое управление, причем лебедку не оборудуют катушечным валом для вспомогательных работ, так как эти работы должна выполнять вспомогательная лебедка, устанавливаемая на уровне пола буровой. Вспомогательную лебедку оборудуют катушками, барабаном для навивки вспомогательного или тартального каната и другими устройствами, а ротор приводится либо через вспомогательную лебедку, либо от индивидуальных двигателей.

Буровые лебедки классифицируют по величине тягового усилия на ведущей ветви каната, мощности, передаваемой на барабанный вал, мощности тормозов, числу барабанов и валов. Кинематические схемы и конструктивное оформление лебедок могут быть весьма разнообразными.

КИНЕМАТИЧЕСКИЕ СХЕМЫ, УСТРОЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛЕБЕДОК

Кинематические схемы буровых лебедок с помощью условных обозначений демонстрируют совокупность, связи и соединения их кинематических элементов. На рис. 15.18 приведена кинематическая схема одно-вальной буровой лебедки *III* с коробкой перемены передач *II*, регулятором подачи долота *I* и трансмиссией *IV* ротора. Рассматриваемая схема используется в лебедке ЛБУ-1100М1 и является характерной для современных отечественных и зарубежных буровых лебедок. Подъемный вал 25 лебедки приводится цепными передачами 3 и 26 от приводного вала 4 и промежуточного вала 24 коробки перемены передач *II*, трансмиссионный вал 21 которой соединяется с приводом муфтой 22 и передает три прямые скорости (цепные передачи 12, 16, 17) и одну обратную (зубчатая передача 20, 23).

Цепная передача 3 (81/21) включается шинно-пневматическими муфтами 2 и 9 под давлением воздуха, поступающего через вертлюжки на торцах соединяемых валов. Посредством этой передачи подъемному валу лебедки сообщаются «тихие» скорости I, II, III в зависимости от частоты вращения вала 24 коробки перемены передачи, переключаемой кулачковыми муфтами 18, 19, 13, 14 и 15. Цепная передача 26 (40/39) включается шинно-пневматической муфтой 27 через вертлюжок на правом торце подъемного вала. При этом скорости вращения IV, V, VI («быстрые») вала 24 передают-ся подъемному валу.

Лебедка имеет две обратные скорости, передаваемые подъемному валу

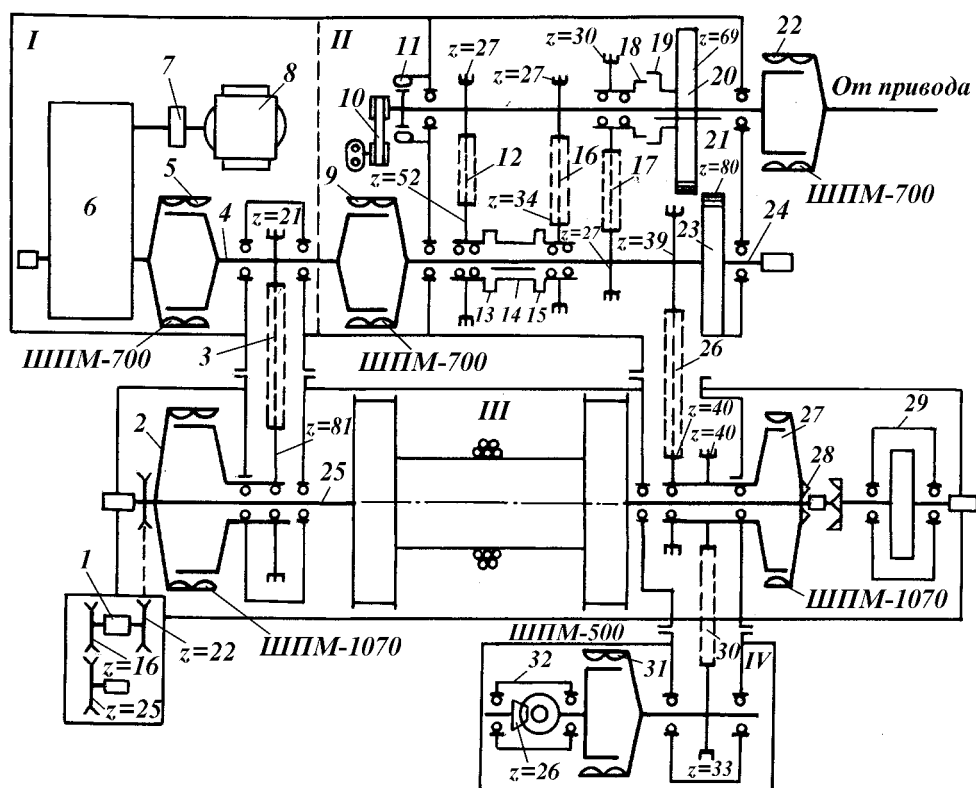


Рис. 15.18. Кинематическая схема однобальной буровой лебедки ЛБУ-1100М1

цепными передачами 3 и 26 зубчатым зацеплением 20, 23 коробки перемены передач. Торможение лебедки осуществляется электромагнитным тормозом 29, соединяющимся с подъемным валом кулачковой муфтой 28. Ротор 32 приводится от подъемного вала лебедки цепной передачей 30, включаемой шинно-пневматической муфтой 31. Частота вращения подъемного вала контролируется тахогенератором 1.

В рассматриваемой лебедке подача долота осуществляется автоматически посредством регулятора подачи долота 1, присоединяемого в процессе бурения скважины к подъемному валу лебедки шинно-пневматической муфтой 5 и цепной передачей 3. Регулятор подачи долота, состоящий из электродвигателя 8, муфты 7 и редуктора 6, используется также для подъема колонны труб в случае отказа основного привода. Клиноременная передача 10 служит для вращения масляного насоса. Пневматический тормоз 11 фиксирует положение вала, необходимое для включения кулачковых муфт и зубчатой передачи.

Кинематическая схема двухбальной буровой лебедки показана на рис. 15.19. Эта схема используется в лебедках, приводимых от коробки перемены передач, передающей вращение трансмиссионному валу 5 посредством одной цепной передачи 4 вместо двух передач, принятых в ранее рассмотренной схеме однобальной лебедки. От трансмиссионного вала цепными передачами 3 «тихой» скорости (69/29) и 8 «быстрой» скорости (36/37), ко-

В случае привода от электродвигателей постоянного тока кинематическая схема буровой лебедки упрощается. В отличие от рассмотренной лебедки не имеет коробки перемены передач и подъемный вал посредством эластичных и шинно-пневматических муфт соединяется с двумя противоположно расположенными двигателями. Трансмиссионный вал лебедки служит для передачи вращения подъемному валу при выходе из строя одного из двигателей. Благодаря почти трехкратному снижению частоты вращения мощность одного двигателя оказывается достаточной для выполнения спускоподъемных операций. В процессе бурения трансмиссионный вал используется для передачи вращения от регулятора подачи долота барабану лебедки. Торможение лебедки при спуске колонны труб осуществляется электродвигателями, переходящими на работу в режиме генераторов, и обычным ленточным тормозом.

Трехвальная лебедка (рис. 15.20) состоит из валов: подъемного 15, трансмиссионного 5, катушечного 3 и дополнительного 9 для привода ротора. Лебедка приводится от зубчатой коробки перемены передач с выходными ведущими и ведомыми валами. Ведущий вал коробки перемены пе-

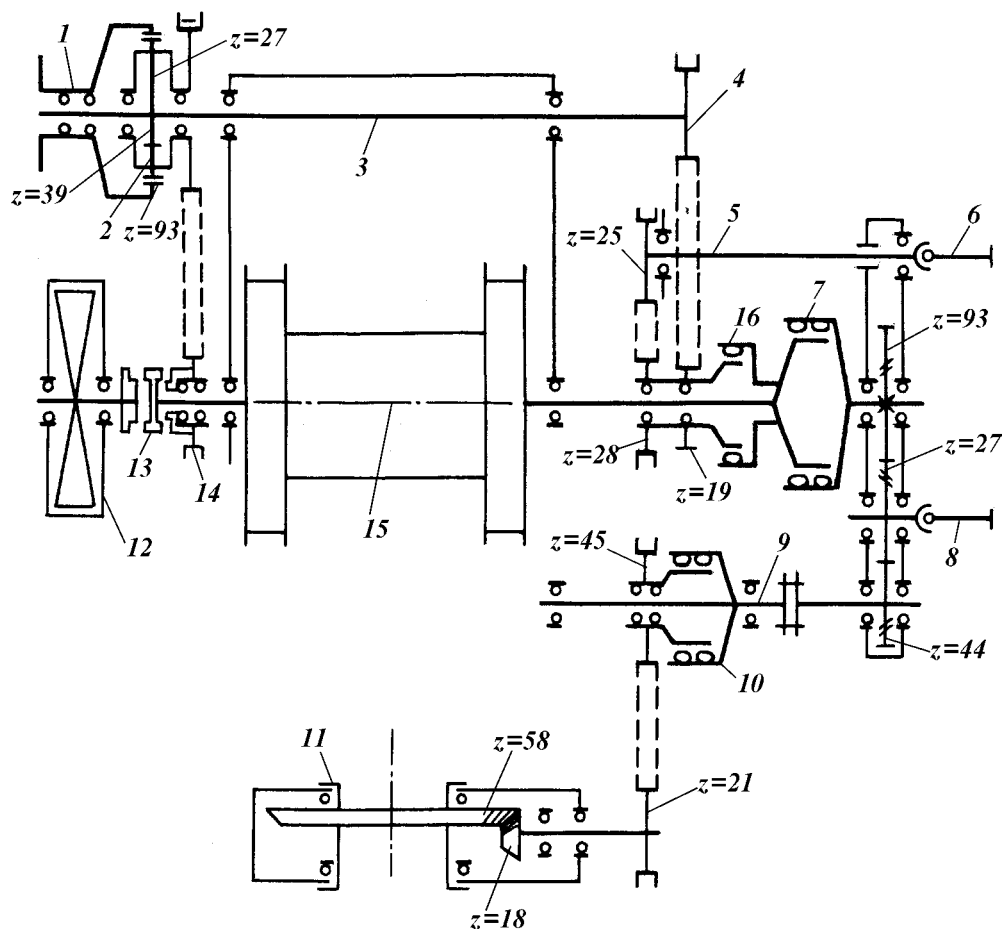


Рис. 15.20. Кинематическая схема трехвальной буровой лебедки У2-5-5

редач соединяется с карданным валом 6, с трансмиссионным валом 5 и посредством цепной передачи (28/25), включаемой шинно-пневматической муфтой 16, передает подъемному валу «быструю» скорость.

Ведомый вал коробки перемены передач имеет четыре скорости. Посредством карданного вала 8 ведомый вал коробки передач соединяется с зубчатым редуктором, у которого также два выходных вала. Один из них соединяется с подъемным валом лебедки шинно-пневматической муфтой 7, а второй — с валом 9 привода ротора 11. Таким образом, лебедка имеет пять скоростей (четыре «тихие» и одна независимая «быстрая»), а ротор — четыре частоты вращения.

Катушечный вал 3 приводится цепной передачей 4, ведущее колесо $z = 19$ которой на подъемном валу 15 заблокировано со свободно посаженным цепным колесом $z = 28$ «быстрой» скорости. Таким образом, катушечный вал 3 находится в постоянном зацеплении с быстроходным валом коробки передач. На консоли катушечного вала установлена фрикционная катушка 1 с планетарной зубчатой передачей 2, используемая для вспомогательных работ на буровой.

Привод ротора осуществляется цепной передачей (21/45), включаемой шинно-пневматической муфтой 10. Гидродинамический тормоз 12 и цепное колесо 14 регулятора подачи долота присоединяются к подъемному валу лебедки двусторонней кулачковой муфтой 13.

На рис. 15.21 показан вид сверху буровой лебедки ЛБУ-1100, основные конструктивные элементы которой повторяются в других моделях современных отечественных и зарубежных лебедок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Лебедка монтируется на сварной металлической раме 4, приспособленной для ее перевозки и перемещения подъемным краном при монтажно-демонтажных работах. К раме приварены корпуса масляных вал 3 и 10 цепных передач, соединяющих лебедку с коробкой перемены передач. В отцентрированных отверстиях корпусов масляных валов установлен подъемный вал с барабаном 7 буровой лебедки.

В корпусе 10 размещается вторая цепная передача, используемая для привода вала 11 трансмиссии ротора. Вал трансмиссии ротора на сферических роликоподшипниках устанавливается в дополнительной расточке корпуса 10 и выносной опоре 12, закрепленной на раме лебедки. Масляные ванны, закрытые крышками и промежуточными кожухами 15 и 19, соединяются с коробкой перемены передач. Наружные фланцы масляных ванн закрываются кожухами 16 и 18. На раме со стороны пульта 2 бурильщика смонтированы стойка 8 балансира, тормозной вал 17 и вал 5 рукоятки управления ленточным тормозом. Электромагнитный тормоз 14 крепится к раме соосно с подъемным валом и соединяется с ним кулачковой муфтой 13. На раме установлены два тахогенератора 9 и 20.

Тахогенератор 9 предназначен для контроля частоты вращения стола ротора и соединяется цепной передачей с валом 11 трансмиссии ротора. Тахогенератор 20 соединяется с валом электромагнитного тормоза и предназначен для контроля скорости спуска колонн труб при автоматическом режиме работы электротормоза. На стойке 1 установлен командоаппарат комплекса АСП для блокировки перемещений механизма захвата свечи и талевого блока. Привод командоаппарата осуществляется от цепной звездочки на подъемном валу лебедки.

К раме крепится воздухопровод 6 системы пневматического управления лебедкой. Для безопасной работы и защиты от загрязнения подвижные

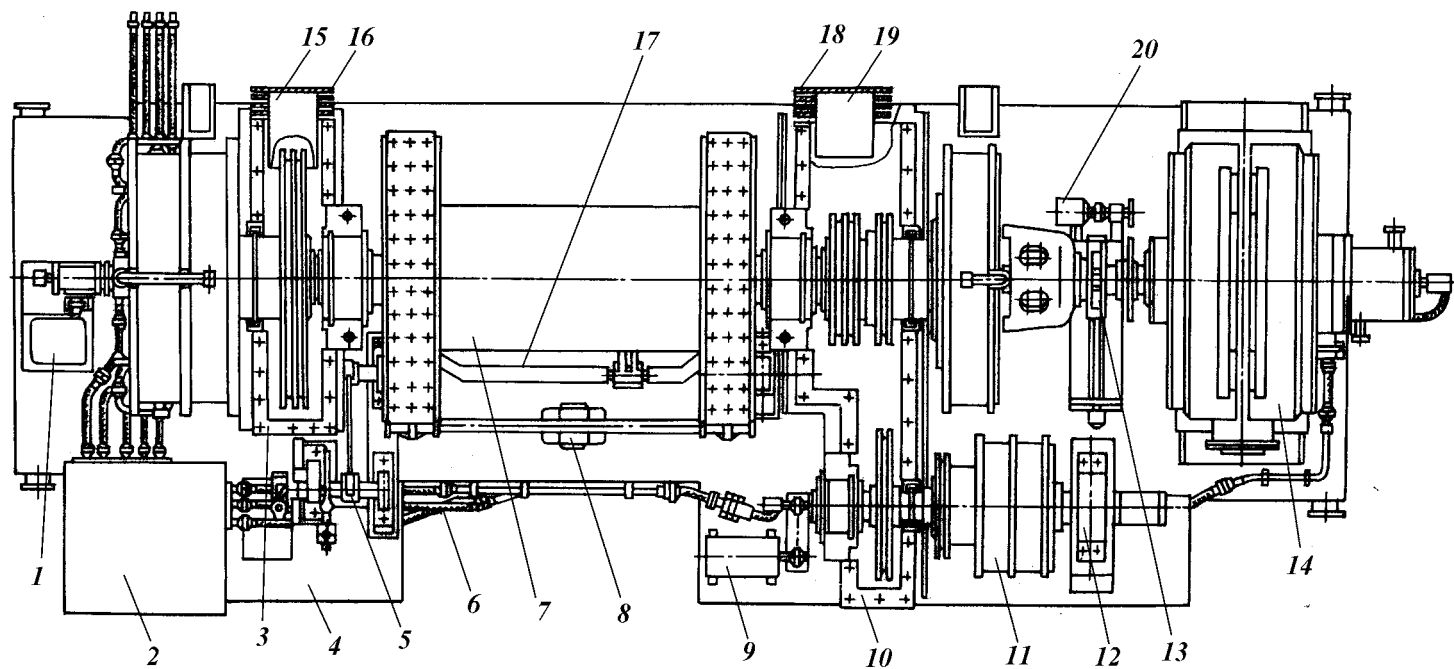


Рис. 15.21. Буровая лебедка ЛБУ-1100

части лебедки закрыты металлическими кожухами с дверцами для доступа к ее отдельным деталям и узлам.

Подъемный вал (рис. 15.22) — основа буровой лебедки. Между коренными подшипниками 15 подъемного вала 19 напрессованы ступицы дисков барабана 18. В правом более доступном для работы диске имеется внутренний прилив (сечения А—А и С—С) для крепления талевого каната планкой 32 и болтами 33. В буровых лебедках канат крепится с внутренней либо с наружной стороны диска. Узел крепления должен быть надежным и удобным в работе. Наружное расположение узла крепления более доступно и удобно для быстрого крепления и освобождения каната. Недостаток наружного крепления — повреждение витков каната в результате трения с верхней кромкой углубления для заделки каната.

Наиболее распространены простые в изготовлении барабаны с гладкой наружной поверхностью. Для улучшения намотки барабан лебедки снабжается съёмными накладками, имеющими параллельные и переходные спиральные канавки для укладки витков каната. Симметричное расположение параллельных и спиральных участков канавки на длине отдельных витков способствует снижению инерционных нагрузок от дисбаланса, создаваемого в результате одностороннего увеличения радиуса навивки в местах перехода смежных слоев каната.

К дискам барабана крепятся тормозные шкивы 16 (см. рис. 15.26). В рассматриваемой конструкции тормозные шкивы снабжены кольцевой рубашкой для охлаждающей воды. Вода в тормозных шкивах циркулирует по замкнутому циклу. Для этого через устройство 8 на торце вала и трубку, установленную внутри вала, по трубкам 20 вода поступает в правый, а затем в левый шкив, из которого по кольцевому пространству между отверстием вала и подводящей трубкой отводится в приемный бак для последующего использования. Пробки 17 в тормозных шкивах служат для слива воды во избежание ее замерзания при длительных остановках лебедки.

Коренные роликовые радиально-сферические подшипники 15 подъемного вала, установленные в расточках корпуса масляной ванны, смазываются густой смазкой через тавотницы 34. Внутренние обоймы роликоподшипников фиксируются на валу распорными втулками, а наружные — торцовыми крышками корпуса подшипника. Для компенсации температурных удлинений вала между корпусом 35 и наружной обоймой 36 одного из подшипников имеется необходимый зазор (узел 1 на рис. 15.22). Радиальные и торцовые лабиринтные уплотнения в крышках служат для удержания смазки в подшипниках.

Цепное колесо 1 тихоходной передачи и шкив шинно-пневматической муфты 12, имеют общую станину 2, посаженную на вал на свободно вращающихся роликовых радиально-сферических подшипниках, подобных подшипнику 21. На валу внутренние обоймы подшипников фиксируются втулками. Наружная обойма правого подшипника в расточке ступицы фиксируется от осевых перемещений пружинным кольцом и крышкой. Левый подшипник в ступице устанавливается свободно. Обод 10 шинно-пневматической муфты 12 крепится планшайбой 5 к ступице 6, напрессованной на вал.

Воздух для включения шинно-пневматической муфты 12 поступает через вертлюжок 7, воздухопровод 4 и клапан-разрядник 11. При отказе муфты и в случае недостаточного давления воздуха для соединения муфты используются аварийные болты 9, которые ввинчиваются в приливы план-

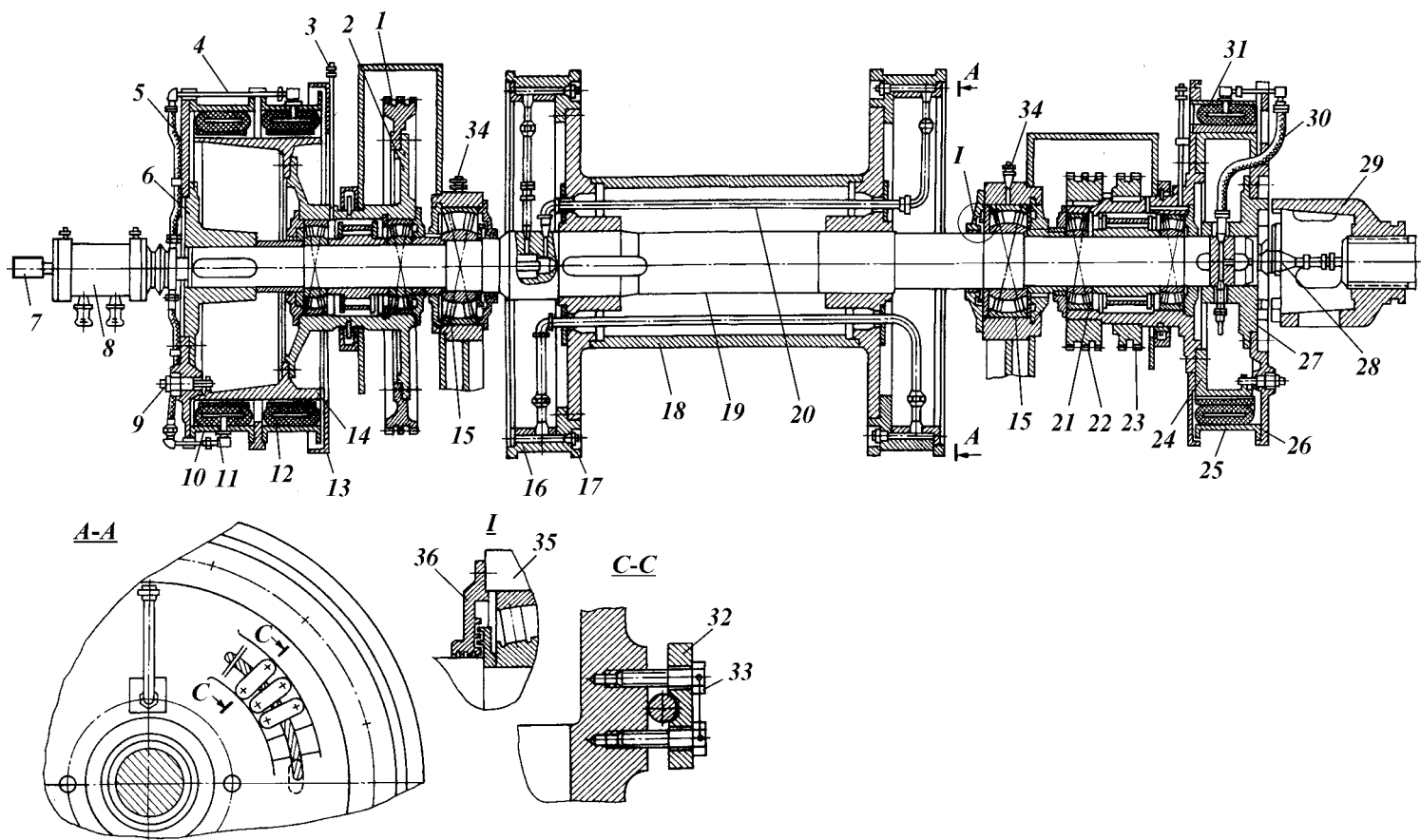


Рис. 15.22. Подъемный вал в сборе

шайбы и входят в пазы шкива. По правилам безопасности установка аварийных болтов 9 обязательна при использовании буровой лебедки для подъема вышки. Разъемное соединение цепного колеса 1, шкивов 14, 24 и планшайб 5, 26 со ступицами позволяет ремонтировать муфты и заменять цепное колесо без съема напрессованных на вал ступиц.

Кожух 13 предохраняет шкив 14 от попадания масла. Подшипники ступицы 2 смазываются с помощью масленки 3 с трубкой, ввинченной в ступицу. Аналогично на другом конце подъемного вала установлены шинно-пневматическая муфта 25 и цепные колеса 22 «быстрой» скорости лебедки и 23 трансмиссии ротора. Воздух к шинно-пневматической муфте 25 поступает через вал электромагнитного тормоза, вертлюжок 28, отверстие в вале 19, воздухопровод 30 и клапан-разрядник 31.

Кулачковые полумуфты 27 и 29 используются для соединения подъемного вала с валом электромагнитного тормоза. Для устранения биения при вращении крупные детали подъемного вала и вал в сборе подвергаются балансировке. Все болтовые соединения лебедки зафиксированы от самопроизвольного отвинчивания.

Вал 9 привода ротора устанавливается на двух роликовых радиально-сферических подшипниках (рис. 15.23). Левый подшипник устанавливается в корпусе масляной ванны. Корпус правого подшипника крепится к раме буровой лебедки. Подшипники закрыты фланцевыми крышками, снабженными лабиринтным уплотнением. Ведущее двухрядное цепное колесо 3 вращается от подъемного вала и установлено на ступице 11, закрепленной на валу шпонкой. Ведомое цепное колесо $z = 27$ выполнено в виде шкива-звездочки 4, свободно вращающейся относительно вала на роликоподшипниках 10.

Планшайба 7 шинно-пневматической муфты 6 с помощью шпонки жестко закреплена на валу 9. Воздух в муфты подводится через вертлюжок 2 и отверстия в вале. В аварийных случаях для соединения муфты могут быть использованы болты 8. На вертлюжке 12 имеется цепная звездочка для привода тахогенератора, контролирующего частоту вращения стола ротора. Противоположная консоль вала 9 может быть использована для соединения с двигателем. Подшипники смазываются через тавотницы 2 и 5.

Буровые лебедки конструкции Уралмашзавода, имеющие различные приводные системы, характеризуются высокой приводной мощностью, оптимальными соотношениями диаметра бочки барабана и талевого каната, оборудованы надежными тормозными системами и регуляторами подачи долота на забой, а также механизмами для правильной укладки талевого каната на барабане.

Шифр лебедок следует читать так: ЛБУ22-720 — лебедка буровая Уралмашзавода, натяжение ходового конца талевого каната 22 тс (220 кН), расчетная мощность на входном валу лебедки 720 кВт. В некоторых шифрах указывается только расчетная мощность (например, ЛБУ3000).

Шифр вспомогательного тормоза: ТЭИ-710-45 — тормоз электрический индукционный, 710 — расстояние от основания лебедки до оси (мм), 45 — максимальный тормозной момент (кН·м); УТГ-1450 — уралмашевский тормоз гидродинамический, активный (максимальный) диаметр — 1450 мм.

В табл.15.10 приведены технические характеристики буровых лебедок Уралмашзавода, а в табл. 15.11 — лебедок ВЗБТ.

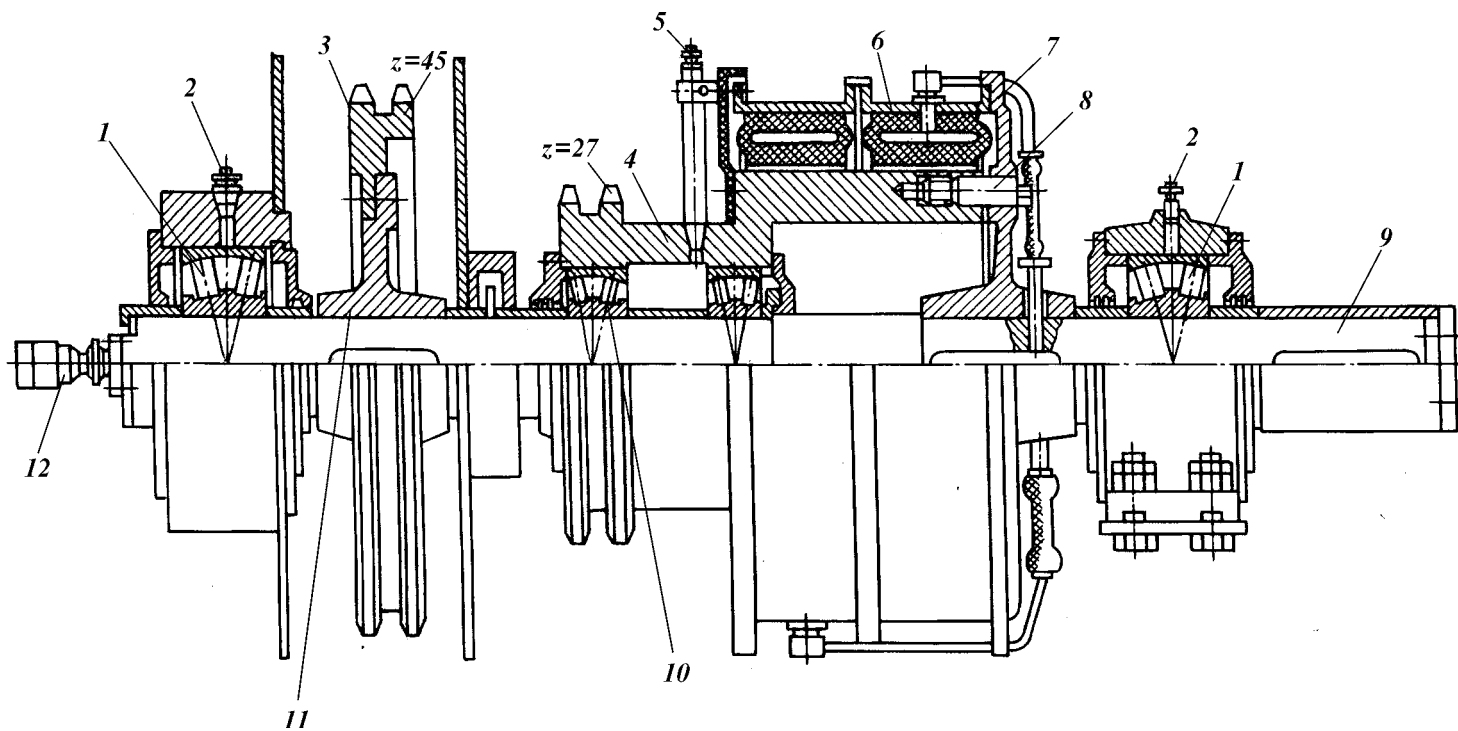


Рис. 15.23. Вал привода ротора в сборе

Таблица 15.10

Техническая характеристика лебедок ОАО «Уралмашзавод»

Показатель	Буровые лебедки							
	ЛБУ22-720	ЛБУ22-670	ЛБУ37-1100	ЛБУ2000ПС	ЛБУ3000М1	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200(Δ-1)	ЛБУ-1200(Δ-2)
Максимальное усилие в канате, кН	220	220	370	365	460	273	289	289
Расчетная мощность на входном валу, кВт	720	670	1100	1475	2200	710	690	690
Диаметр талевого каната, мм	28	28	35	35	38	32	32	32
Диаметр бочки барабана, мм	650	500	685	835	935	800	800	800
Диаметр бочки барабана, мм	840	1180	1373	1445	1540	1030	1030	1030
Число скоростей лебедки (с учетом коробки скоростей)/на ротор	4	2	4	2	2	5/4	5/4	5/4
Длина тормозных шайб, мм	1180	90	1270	1450	1600	1450	1450	1450
Ширина тормозной колодки, мм	230	230	230	230	260	230	230	230
Тип вспомогательного тормоза	ТЭИ-710-45		ТЭИ-800-60	Основной электродвигатель			УТГ-1450	
Габариты, мм:								
длина	6854	7866	8333	8430*	8725**	7250	7407	7430
ширина	3208*	3100	3230*	3480**	3464**	3545	2776	2903
высота	2695	2207	2208	2540**	2560**	2865	2420	2420
Масса, кг	31 490	34 000	39 050	39 330**	49 200**	26 320	23 875	24 450

* Транспортный размер.
** Параметры приведены без основного электродвигателя.

Таблица 15.11

Техническая характеристика буровых лебедок ОАО «Волгоградский завод буровой техники»

Показатель	Буровая лебедка					
	Б7.02.00.000	С6.02/ЛБ-750	Б1.02.30.000	Б12.02.02.000	Б12.02.02.000-01	М12.02.02.000
Буровые установки, в которых применены буровые лебедки	БУ1600/100ДГУ БУ1600/100ЭУ	БУ2900/17ДГУМ1	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-2, БУ2900/175ЭПК	БУ2900/175ЭПБМ1	БУ2900/200ЭПК	БУ1600/100ДММ
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	550	550	550	550	300
Максимальное усилие в канате, кН	145	225	225	225	250	145
Диаметр каната, мм	25	28	28	28	32	25
Диаметр бочки барабана, мм	550	700	550	560	560	550
Длина бочки барабана, мм	800	1200	1200	1071	1071	640
Число скоростей (с учетом трансмиссии):						
прямых	4/2	4	2	2	2	3
обратных	4/—	—	2	2	2	1
Число скоростей на ротор	4/2	4	—	—	—	3/1
Диаметр тормозных шайб, мм	1180	1180	1180	1180	1180	1180
Ширина тормозной колодки, мм	230	230	230	230	230	230
Тип вспомогательного тормоза	Гидромат Ф1000		ТЭП-45—У1		Гидромат Ф1000	
Мощность вспомогательного привода, кВт	22			37		22
Габариты, мм:						
длина	4570	4620	4980	12 000*	12 000*	—
ширина	3175	2040	3190	3230	3230	—
высота	2187	1895	2130	3150	3150	—
Масса, кг	12 000	12 200	21 000	20 940	20 940	—
* С приводом.						

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЛЕБЕДКИ

Основными параметрами буровых лебедок считают мощность, скорости подъема, тяговое усилие, длину и диаметр барабана лебедки. От правильного выбора указанных параметров зависят производительность, экономичность, габариты и масса лебедки, которые существенно влияют на эффективность бурения, транспортабельность и монтажеспособность всей буровой установки.

Мощность лебедки определяется полезной мощностью на ее барабане, которая должна быть достаточной для выполнения спускоподъемных операций и аварийных работ при бурении и креплении скважин заданной конструкции. При недостаточной мощности возрастает продолжительность спускоподъемных операций, чрезмерная мощность недоиспользуется вследствие ограниченных скоростей подъема и приводит к неоправданным материальным и эксплуатационным расходам. В результате накопленного опыта установлено, что оптимальная мощность буровой лебедки определяется из условий подъема наиболее тяжелой бурильной колонны для заданной глубины бурения с расчетной скоростью 0,4–0,5 м/с:

$$N_{\text{б}} = (G_{\text{бк}} + G_{\text{т}})v_{\text{р}}\eta_{\text{т.с}} \quad (15.8)$$

где $N_{\text{б}}$ — мощность на барабане лебедки, кВт; $G_{\text{бк}}$ — вес бурильной колонны, кН; $G_{\text{т}}$ — вес подвижных частей талевого механизма, кН; $v_{\text{р}}$ — расчетная скорость подъема крюка, м/с; $\eta_{\text{т.с}}$ — КПД талевого механизма.

Мощность лебедки уточняется после выбора двигателей и силовых передач ее привода:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{ав}}\eta_{\text{тр}},$$

где $N_{\text{ав}}$ — мощность, получаемая от вала двигателя, кВт; $\eta_{\text{тр}}$ — КПД трансмиссии (от вала двигателя до барабана лебедки).

В практических расчетах удобно пользоваться удельной мощностью буровой лебедки, приходящейся на 1 кН поднимаемого груза либо на 1 м глубины бурения (табл. 15.12).

Продолжительность спускоподъемных операций в бурении и топливно-энергетические затраты, связанные с их выполнением, зависят от скорости и числа ступеней передач лебедки. Максимальная и минимальная скорости выбираются с учетом требований, обусловленных технологией бурения, работой каната и безопасностью подъема.

Максимальная скорость подъема ограничивается безопасностью управления процессом подъема и предельной скоростью ходовой струны, при которой обеспечивается нормальная навивка каната на барабан лебедки. Для предотвращения затаскивания талевого блока под кронблок из-за ограниченного тормозного пути скорость подъема крюка, согласно требованиям безопасности, не должна превышать 2 м/с. Нормальная навивка каната на барабан лебедки, как показывает опыт, обеспечивается при скорости ходовой струны каната не более 20 м/с. При дальнейшем повышении скорости для нормальной навивки каната необходимо увеличить диаметр барабана, что нежелательно, так как пропорционально возрастают крутящие и изгибающие моменты в деталях и узлах лебедки.

Таблица 15.12

Удельная мощность на приводном валу лебедки (с учетом потерь на трение в талевом механизме и собственно в лебедке)

Класс буровой установки	Нагрузка на крюке $P_{\max}$, кН	Глубина бурения $L_{\text{кр}}$, м	Мощность на приводном валу лебедки N_6 , кВт	Удельная мощность на приводном валу лебедки, кВт	
				на 1 кН поднимаемого груза $N'_{\text{уд}}$	на 1 м глубины скважины $N_{\text{уд}}$
1	800	1250	240	0,30	0,19
2	1000	1600	300	0,30	0,19
3	1250	2000	440	0,35	0,22
4	1600	2500	550	0,34	0,22
5	2000	3200	610	0,34	0,21
6	2500	4000	900	0,36	0,22
7	3200	5000	1100	0,34	0,22
8	4000	6500	1475	0,37	0,23
9	5000	8000	2200	0,44	0,27
10	6300	10 000	2950	0,47	0,29
11	8000	12 500	2950	0,37	0,24

Учитывая известную зависимость скорости ходовой струны от скорости подъема крюка

$$v_x = v_{\text{кр}} i_{\text{т.с}},$$

согласно рассмотренным требованиям, максимальную скорость подъема выбирают из следующих условий:

для талевых механизмов с кратностью оснастки $i_{\text{т.с}} \leq 10$ $(v_{\text{кр}})_{\max} = 2$ м/с;

для талевых механизмов с кратностью оснастки $i_{\text{т.с}} > 10$ $(v_{\text{кр}})_{\max} = 20/i_{\text{т.с}}$ м/с.

Минимальная скорость подъема — резервная и используется для технологических целей: при расхаживании колонн бурильных и обсадных труб; при ликвидации осложнений и аварий, связанных с затяжкой и прихватом бурильных труб; при подъеме колонны труб через закрытые превенторы; при подъеме колонны труб в случае отказа одного из двигателей привода лебедки. Величина минимальной скорости подъема принимается в установленных практикой бурения пределах:

$$(v_{\text{кр}})_{\min} = 0,1 \div 0,2 \text{ м/с.}$$

Отношение предельных скоростей определяет диапазон регулирования скоростей подъема лебедки

$$R_v = (v_{\text{кр}})_{\max} / (v_{\text{кр}})_{\min}.$$

Число ступеней передач (скоростей) зависит от типа привода буровой лебедки. При использовании электродвигателей постоянного тока — бесступенчатое изменение скоростей подъема в заданном диапазоне регулирования. В зависимости от нагрузки G_i по условию полного использования выходной мощности $N_{\text{ав}}$ двигателя промежуточные скорости подъема

$$v_i = N_{\text{ав}} \eta / (G_i + G_{\text{т}}),$$

где η — КПД подъемного механизма от двигателя до крюка; $G_{\text{т}}$ — вес талевого механизма.

В настоящее время в приводе буровых лебедок преимущественно используются дизели и электродвигатели переменного тока, обладающие жесткой характеристикой. В этих случаях число ступеней механических передач буровой лебедки назначается из условия достаточно полного использования мощности двигателей. Степень использования мощности характеризуется отношением мощности, необходимой для подъема груза, к установленной мощности двигателей. В связи со ступенчатым изменением веса поднимаемой колонны труб степень использования мощности зависит от числа ступеней передач лебедки.

15.11. ТОРМОЗНЫЕ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ ЛЕБЕДОК

Тормозные системы буровых лебедок предназначены для следующего: удерживания в подвешенном состоянии бурильной колонны; поглощения мощности при спуске колонны на длину одной свечи с наибольшей допустимой скоростью и полного торможения в конце спуска; плавной подачи бурильной колонны по мере углубления скважины при бурении.

При спуске бурильной колонны развивается большая мощность и поглощение ее механическими тормозами ограничивается предельно допустимыми температурами, возникающими на поверхностях трения, и возможностью отвода выделяемой теплоты этими тормозами. Предельная температура фрикционных поверхностей обычно ограничивается 500 °С. При более высоких температурах резко ухудшаются фрикционные качества тормозных колодок. Спуск тяжелых колонн с большой скоростью и резким торможением приводит к тому, что мгновенная температура на поверхностях трения достигает 1000 °С.

В буровых лебедках предусмотрено два вида тормозов: главный тормоз (останова), вспомогательный тормоз, регулирующий скорость спуска и поглощающий часть выделяющейся при этом энергии, и специальный механизм для регулирования скорости подачи долота при бурении.

Главные тормоза останова — ленточного типа; тормозные шкивы расположены непосредственно на барабане лебедки на двух его концах, что обусловлено требованиями техники безопасности работы при бурении. В буровых лебедках вспомогательные тормоза, замедляющие скорость спуска, могут быть как гидравлические, так и электродинамические.

Главные тормоза в ряде случаев выполняют функции устройства для подачи долота. Эти устройства могут иметь разнообразные конструкции, как воздействующие на основную тормозную систему, так и представляющие собой отдельные механизмы. Следует, однако, учитывать, что главные тормоза рассчитывают на торможение крюка, двигающегося со скоростью 1–3 м/с и развивающего при спуске мощность до 10 000 кВт, в то время как при подаче бурильной колонны скорости спуска ничтожны (до 0,03 м/с), а мощность составляет 5–30 кВт. Естественно, что один и тот же механизм тормоза не может полностью удовлетворить всем требованиям в столь широком диапазоне мощностей, так как коэффициенты трения при низких скоростях нестабильны; поэтому для бурения в тяжелых условиях целесообразно использовать лебедки с устройствами, способными осуществлять тонкое регулирование скорости спуска и подачи при проходке.

В качестве главных тормозов буровых лебедок используют ленточные тормоза.

Тормоза буровых лебедок развивают большую мгновенную мощность, в результате чего выделяется большое количество теплоты и быстро нагреваются поверхности трения. В связи с этим хороший отвод выделяющейся теплоты при торможении — одно из важнейших качеств тормоза лебедки. Поэтому системы охлаждения должны быть спроектированы с учетом условий бурения и нагруженности тормозов с охлаждением водой или воздухом.

ЛЕНТОЧНЫЕ ТОРМОЗА

На рис. 15.24 приведена схема типового ленточного тормоза из двух тормозных лент, охватывающих тормозные шкивы барабана лебедки. Шкивы расположены с двух сторон барабана, тормозные ленты соединены одним концом с балансиром, который служит для равномерного распределения тормозного усилия между обеими лентами; другой конец лент соединен с коленчатым валом. На коленчатом валу слева находится рукоятка управления, а справа — рычаг, соединенный с пневматическим цилиндром, который увеличивает тормозное усилие.

Неподвижные концы лент закреплены на балансире, а подвижные,

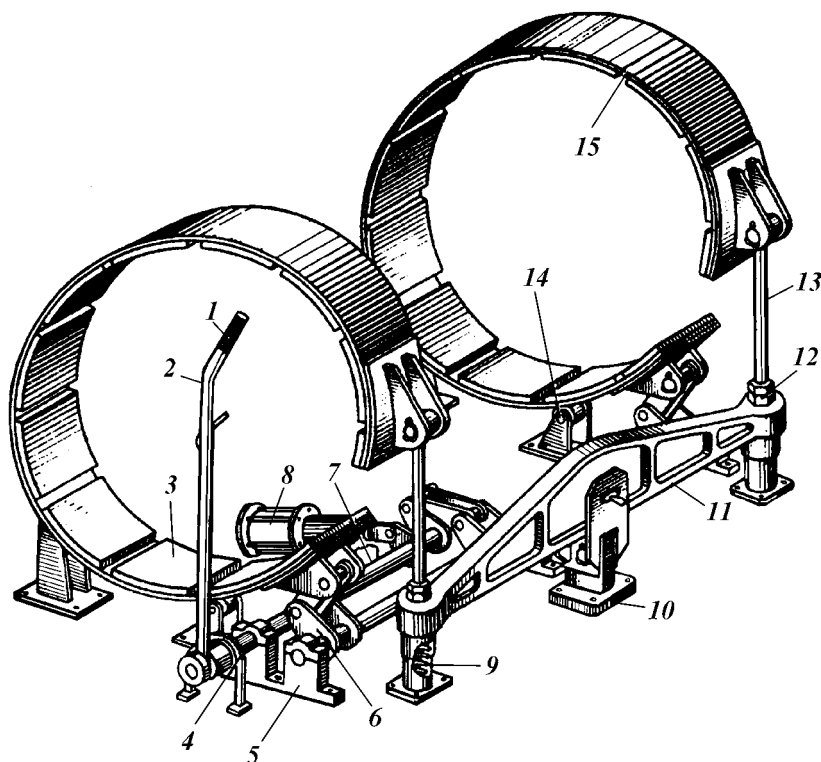


Рис. 15.24. Типовой ленточный тормоз буровой лебедки:

1 — рукоятка тормоза; 2 — рычаг; 3 — тормозная колодка; 4 — фиксатор рычага; 5 — опора кривошипного вала тормоза; 6 — рычаги; 7 — кривошипный вал; 8 — пневмоцилиндр; 9 — пружинный шарнир крепления ленты; 10 — опора балансир; 11 — балансир; 12 — контргайка; 13 — тяга; 14 — поддерживающий ролик; 15 — тормозная лента

прикрепленные к шейкам коленчатого вала, при повороте его перемещаются, охватывают шкивы и прижимают колодки, осуществляя тем самым торможение. Управление тормозом осуществляют тормозной рукояткой, связанной с подвижными концами лент системой рычагов и кривошипным валом.

Кривошипный вал поворачивают либо рычагом управления, либо поршнем пневматического цилиндра. Для управления пневматическим торможением поворачивают рукоятку, которая должна находиться на тормозном рычаге.

Тормозной рычаг должен иметь угол поворота не более 90° , так как при длине рычага 1,0–1,2 м рабочий не может перемещать его на большой угол. Преимущество ленточных тормозов — простота их конструкции и прогрессивное увеличение тормозного момента по мере поворота рычага. На рис. 15.25 приведена зависимость мощности торможения от угла поворота φ рычага и перемещения Δs подвижных концов ленты. Конец тормозного рычага, согласно правилам Госгортехнадзора, при полном торможении должен находиться на расстоянии не менее 0,8–0,9 м от пола буровой, уменьшение хода рычага достигается регулировкой зазора между тормозными колодками лент и поверхностью шкивов. Рычаг должен перемещаться только в вертикальной плоскости.

Тормозные рычаги снабжены запирающимися устройствами (защелками), позволяющими оставлять тормоз надежно заторможенным, исключая проскальзывание барабана и самопроизвольное опускание буровой колонны.

Тормозной шкив представляет собой стальной литой цилиндрический обод шириной $b = 0,15 \div 0,3$ м и диаметром D_t до 1,6 м с ребордой, при помощи которой он крепится к барабану лебедки. Эта же реборда служит для увеличения жесткости шкива. Сам шкив изнашивается быстрее, чем барабан, и должен быть сменным.

По конструктивному оформлению шкивы тормозов могут иметь весьма разнообразные исполнения. В большинстве случаев они литые. Конструкции с ребрами для воздушного охлаждения, отлитыми за одно целое со шкивом, можно использовать в условиях эксплуатации на севере. Шкивы с вставным литым алюминиевым ребристым барабаном для охлаждения широкого распространения не получили из-за сложности изготовления. Конструкции с камерами охлаждения можно успешно использовать в лебедках,

применяемых в районах с умеренным и жарким климатом при бурении с небольшим числом СПО.

Толщину шкивов δ рассчитывают с учетом износа Δ , допускаемого в пределах 0,4–0,5 его толщины. Ширина b должна быть на 5–10 мм больше ширины тормозных колодок.

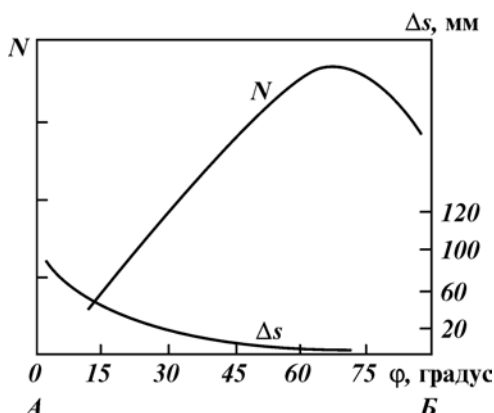


Рис. 15.25. Зависимость мощности N торможения ленточного тормоза и перемещения Δs подвижного конца ленты от углового перемещения φ рычага:

А, Б — точки соответственно вертикального и горизонтального положения рычага

Ленту тормоза выполняют из стальной полосы шириной 0,15–0,3 м, толщиной 3–6 мм, облицованной с внутренней части тормозными колодками из фрикционного материала; колодки крепят к ленте болтами с потайными головками или стальными лепестками арматуры колодки. К обоим концам полосы приклепывают проушины для валиков, соединяющих ленту с балансиrom и коленчатым валом.

Тормозные колодки изготавливают стандартных размеров из различных фрикционных материалов: тканые, из прессованного асбестового волокна с металлической сеткой или специальных пластмасс и других фрикционных материалов. Материал для изготовления тормозных колодок должен обладать высоким коэффициентом трения (0,4–0,5), большой прочностью, теплостойкостью, обеспечивать небольшой износ колодок и тормозного шкива и хороший отвод теплоты.

Тормозные колодки могут быть следующих типов: твердые прессованные и мягкие тканевые. Имеется также много различных промежуточных типов прессованно-тканевых колодок. Чем больше твердость колодок, тем меньше их износ, но тем быстрее изнашиваются тормозные шкивы. Мягкие тканевые колодки изнашиваются быстрее, но при этом износ тормозных шкивов меньше. Коэффициент трения мягких колодок обычно выше, чем твердых. Для лебедок глубокого бурения лучшими являются прессованные колодки средней твердости.

Для колодок применяют асбестокаучуковые материалы 6КХ-1 и ретинакс ФК-24А, в котором связкой служат фенолоформальдегидные смолы. Колодки из ретинакса можно применять при удельном давлении 5–6 МПа и скорости торможения 50–60 м/с. Теплостойкость поверхности этого материала до 1000 °С, по объему 400–600 °С. Твердость ретинакса НВ составляет 33, плотность $\rho = 2 \cdot 10^3$ кг/м³.

Балансиры служат для создания равномерного распределения тормозного усилия между двумя лентами и обеспечения одновременности их работы. Без балансирующих устройств тормоза приходилось бы часто регулировать, однако и это не обеспечивало бы их равномерную нагрузку и происходил бы повышенный износ тормозных колодок. В буровых лебедках балансиры обязательны.

Балансир представляет собой простую конструкцию в виде стальной литой или сварной балки, прикрепленной к раме осью; на концах балансира смонтированы регулировочные болты, к которым крепятся тормозные ленты. Литые балансиры следует изготавливать из углеродистой стали.

Механизмы управления тормозами различных конструкций: с непосредственным или дистанционным управлением, с жесткими механическими связями. Наиболее просты и надежны рычажные механизмы: с рычагом, воздействующим непосредственно на коленчатый вал, с которым соединены тормозные ленты; с рычагом, воздействующим на систему промежуточных рычагов; с рычагом, воздействующим на системы с зубчатыми секторами с переменным передаточным отношением; с рычагом, воздействующим на эксцентрик, который приводит в движение систему рычагов, связанных с тормозными лентами, и др.

Во всех этих системах различными конструктивными средствами обеспечивают в начале торможения при небольшом повороте тормозного рычага большее перемещение тормозных лент и меньший выигрыш в силе торможения, а в конце торможения, наоборот, больший выигрыш в силе при меньшем перемещении лент.

Расчет главного тормоза. Рассмотрим усилия, действующие при торможении. В скважину спускают колонны разного веса с различными скоростями. Скорости спуска ограничиваются вспомогательным и главным тормозами. Торможение при остановке осуществляет только главный тормоз, который поглощает в этот момент всю энергию движущейся колонны и связанных с ней частей.

Усилие на крюке и в ведущей ветви каната при остановке зависит от времени и пути торможения, а также от возникающих при этом динамических сил. Так как время торможения ничем не ограничивается и зависит только от оператора, то во избежание возникновения чрезмерных динамических нагрузок, которые могут привести к обрыву каната, тормозное усилие F на ободе тормозов должно всегда создавать усилие на барабане меньше разрывного усилия каната в целом R_A , т.е. должно соблюдаться условие

$$R_A > \frac{z F D_T}{D_i} = z(F_{\text{ст}} + F_A) \frac{D_T}{D_i} = k_T z F_{\text{ст}} \frac{D_T}{D_i},$$

где R_A — в Н; $z = 2$ число тормозных лент; D_T — диаметр тормозного шкива, м; D_i — эффективный диаметр барабана, м; $F_{\text{ст}}$ — сила трения на ободе тормозного шкива при неподвижной колонне, Н; F_A — динамическая сила, Н; k_T — коэффициент запаса торможения (правилами Госгортехнадзора установлен в пределах 1,5–2 при наибольшей нагрузке на крюке);

$$F_{\text{ст}} = \frac{P_T D_i \eta_{\text{т.с.}}}{u_T D_T};$$

P_T — суммарная статическая нагрузка на ветви талевого каната; $\eta_{\text{т.с.}}$ — КПД талевой системы и барабана при спуске; u_T — число рабочих ветвей полиспаста.

Динамическая сила F_A , которая поглощает освобождающуюся во время торможения кинетическую энергию спускаемой колонны со скоростью $v_{\text{к.с.}}$, рассчитывается по формуле

$$F_A = \frac{P_T u_T v_{\text{к.с.}}^2 \eta_{\text{т.с.}}}{2 \varphi_0 g} + \sum I \frac{\omega^2 \eta_{\text{т.с.}}}{2 \varphi_0},$$

где g — ускорение силы тяжести, м/с²; $\sum I \frac{\omega^2 \eta_{\text{т.с.}}}{2 \varphi_0}$ — сумма инерционных сил барабана лебедки и связанных с ним движущихся элементов, Н; ω — угловая скорость барабана, с⁻¹; I — момент инерции вращающихся частей, Н·м·с²; $\varphi_0 = h_{\text{к}} u_T D_T / D_i$ — путь торможения на ободе тормозного шкива, м; $h_{\text{к}} = v_{\text{к.с.}} t_T / 2 = v_{\text{к.с.}}^2 / 3$ — путь крюка при торможении, м.

Для приближенных расчетов может быть принят прямолинейный закон изменения скорости при торможении; тогда время торможения, с,

$$t_T = 2I_0 \omega / M_{\text{изб}},$$

где I_0 — приведенный к валу барабана момент инерции вращающихся частей и движущейся колонны, Н·м·с², $I_0 = \sum I + m_{\text{к}} v_{\text{к.с.}}^2 / \omega^2$; $M_{\text{изб}}$ — избыточный момент тормоза, Н·м; $m_{\text{к}}$ — масса колонны и движущихся в ней частей, кг.

В буровых лебедках, рассчитанных на канаты определенного диаметра, нельзя произвольно применять канат меньшего или большего диаметра. В первом случае канат может быть оборван при резком торможении даже при правильном выборе диаметра по статической нагрузке. Во втором случае увеличится путь торможения из-за недостаточного тормозного момента, хотя прочность каната также соответствует расчетной нагрузке.

Значения коэффициента трения f тормозных накладок и шкива для различных пар трения приведены ниже.

Сталь — чугун всухую.....	0,25—0,45 (до 0,5)
Сталь или чугун — феррадо или райбест всухую.....	0,35—0,45
Чугун — феррадо при обильной смазке.....	0,08—0,1
Сталь — ретинакс ФК-24А всухую.....	0,35—0,65
Сталь — ретинакс ФК-24А при обильной смазке.....	0,09—0,1
Чугун — порошковые металлические колодки всухую.....	0,35—0,55

Тормоза буровых лебедок следует рассчитывать так, чтобы путь, проходимый крюком при торможении во время спуска, не превышал значения h_k , определяемого по зависимости $h_k = v_{к.с}/3$, где $v_{к.с}$ — скорость спуска крюка, м/с.

Силы, действующие в рычажном механизме тормоза. В ленточных тормозах буровых лебедок набегающие концы ленты необходимо укреплять неподвижно к балансиру лебедки, а подвижные — к кривошипу, на который действует только меньшая сила натяжения ленты, создающая момент на тормозной рукоятке M_p и момент на рычаге пневмоцилиндра $M_{ц}$, (Н·м); $M_p + M_{ц} = 2 S_{сб} r \cos \gamma$, где $r \approx 0,04 \div 0,06$ м — радиус кривошипа от неподвижного шарнира до точки крепления к подвижному концу ленты, м; γ — угол поворота рычага; $S_{сб}$ — натяжение сбегающей ветви талевого каната.

Подвижный конец ленты в момент полного торможения должен быть расположен под углом к оси кривошипа, близким к 90° . Этот тормозной момент уравнивается моментами M_p и $M_{ц}$, создаваемыми соответственно тормозной рукояткой и пневмоцилиндром; $M_{ст} \leq M_p + M_{ц}$.

Усилие на тормозной рукоятке при $M_{ц} = 0$

$$P_p = \frac{2r S_{сб} \sin \psi}{\eta l \cos \beta},$$

где l — длина тормозного рычага, м (для ручного тормоза обычно $l = 1,2 \div 1,6$ м); $\eta = 0,9 \div 0,95$ — КПД рычажной системы; β — угол между сбегающим концом ленты и осью кривошипа; ψ — угол между осью рычага и лентой (меняется от 80° перед началом торможения до $10-15^\circ$ в конце торможения).

При ручном торможении длительное усилие рабочего на тормозной рукоятке должно быть до 250 Н. Максимальный момент, который должна развивать пневматическая система торможения, $M_{ц} \geq 0,8 M_{ст}$.

При спуске бурильной колонны в процессе проводки скважин выделяется значительное количество энергии, которая должна поглощаться тормозной системой буровой лебедки. При торможении эта энергия превращается в теплоту, которая вызывает сильный нагрев и приводит к быстрому изнашиванию тормозных колодок и шкивов. Одновременно с повышением температуры тормозных шкивов и колодок уменьшается коэффициент трения, что заставляет бурильщика увеличивать усилие на тормозной рукоятке и тем самым увеличивать давление на колодки, что ускоряет их износ.

При эксплуатации буровых лебедок без регулирующего тормоза тормозные колодки иногда срабатываются в течение одного-двух спусков буровой колонны.

В процессе спуска происходит постоянное чередование периодов торможения и спусков колонны, периодов подъема ненагруженного элеватора и периодов пауз, причем вес спускаемой колонны за цикл увеличивается на вес одной свечи.

Главные тормоза рассчитывают по количеству выделяемой теплоты, за которое принимают количество теплоты, выделяемой в конце спуска на длину свечи колонны наибольшего веса. Меньший вес буровой колонны в предыдущие моменты спуска в расчете не учитываются.

В буровых лебедках, рассчитанных на большие нагрузки и предназначенных для бурения глубоких скважин, целесообразно применять охлаждение тормозных шкивов.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ТОРМОЗА

Гидродинамические тормоза буровых лебедок, используемые для ограничения скорости спуска буровых и обсадных труб в скважину, представляют собой лопаточное гидравлическое устройство, состоящее из вращающегося ротора и неподвижного статора, рабочая полость которых заполнена жидкостью. При вращении радиальные лопатки ротора отбрасывают жидкость от центра к периферии и направляют ее на лопатки статора. Пройдя по межлопаточным каналам статора, жидкость вновь попадает на лопатки ротора и таким образом устанавливается замкнутая циркуляция жидкости между ротором и статором.

Силы гидравлических сопротивлений, обусловленные трением жидкости в межлопаточных каналах и потерей напора на удары в вихревых зонах между лопатками ротора и статора, создают тормозной момент, противодействующий вращению ротора, значение которого зависит от диаметра и частоты вращения ротора и регулируется уровнем наполнения гидродинамического тормоза рабочей жидкостью. Механические потери, вызываемые трением в опорах и уплотнениях вала ротора, не оказывают существенного влияния на величину тормозного момента. Механическая энергия, поглощаемая в процессе торможения, превращается в теплоту и вызывает нагрев рабочей жидкости и деталей гидродинамического тормоза.

Допустимая температура нагрева зависит от физических свойств рабочей жидкости. При использовании воды температура нагрева не должна превышать 90 °С.

Ротор гидродинамического тормоза (рис. 15.26) состоит из вала 8 и отлитого из чугуна двухлопастного насосного колеса 5 с радиальными плоскими лопатками, наклоненными под углом 45° в сторону их рабочего вращения, совпадающего с направлением вращения барабана лебедки при спуске. Толщина лопаток определяется из требований литейного производства и в зависимости от диаметра ротора составляет 12–25 мм. Число лопаток принимается равным 20–28. Дальнейшее увеличение числа лопаток существенно не влияет на значение тормозного момента и приводит к неоправданному увеличению массы гидродинамического тормоза.

Для предохранения от проворачивания под действием крутящих моментов, передаваемых ротором, насосное колесо соединяется с валом ротора прессовой посадкой и шпонкой.

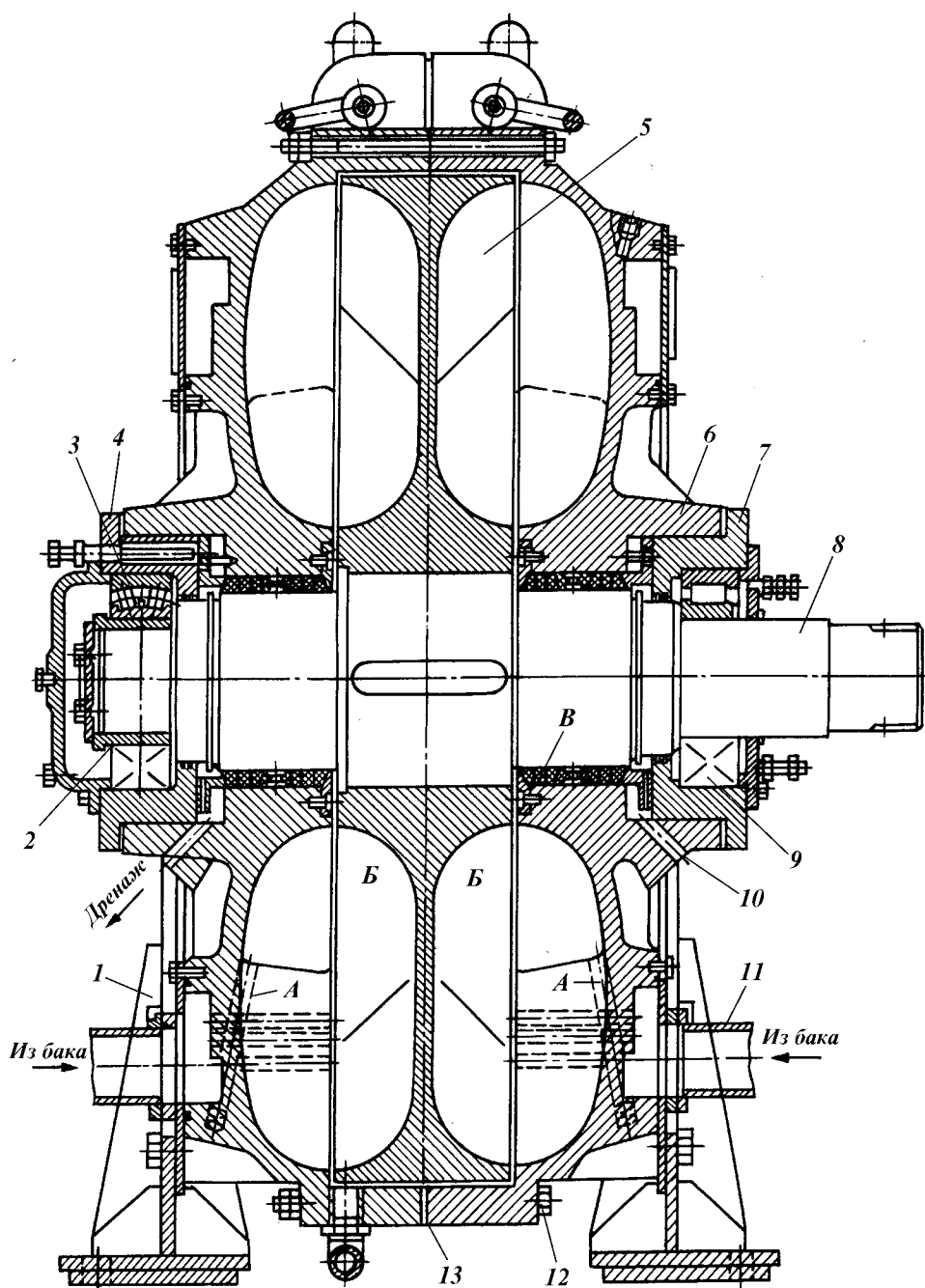


Рис. 15.26. Гидродинамический однороторный тормоз буровой лебедки

Статор 6 состоит из двух симметричных частей, образующих корпус гидродинамического тормоза со стойками 1 для крепления к раме буровой лебедки. Обе части статора отливают из чугуна. Они имеют радиальные лопатки, наклоненные в сторону, противоположную наклону лопаток насосного колеса. Вал 8 на роликоподшипниках 3, 9 и фланцевых стаканах 4 и 7 устанавливается в сквозных расточках статоров. Соосность отверстий обеспечивается центрирующим буртиком в соединении статоров. Стыкуемые плоскости статоров уплотняются паронитовой либо картонной прокладкой 13, затягиваемой крепежными болтами 12.

В рассматриваемой конструкции вал ротора устанавливается на роликовом радиальном и радиально-сферическом двухрядном подшипниках в отличие от более распространенных конструкций, в которых оба подшипника роликовые радиальные. Осевое положение вала фиксируется радиально-сферическим подшипником, наружное кольцо которого затягивается торцевой крышкой с регулировочной прокладкой, а внутреннее — закрепительной втулкой 2. Свобода противоположного конца вала обеспечивается перемещением роликов по беговой дорожке внутренней обоймы подшипника.

Осевые зазоры между ротором и статором составляют 4–4,5 мм и регулируются набором металлических прокладок, установленных между фланцевыми стаканами и наружными торцами отверстий статоров. Подшипники вала смазываются консистентной смазкой, набиваемой ручным шприцем через масленки. Для предупреждения утечек масла фланцевые стаканы и крышка снабжены щелевыми (жировыми) канавками. Выводной конец вала используется для сцепной муфты, соединяющей гидродинамический тормоз с подъемным валом буровой лебедки. Для уплотнения вращающегося вала применяются сальниковые и торцовые уплотнения.

Сальниковые уплотнения благодаря простоте и дешевизне более широко распространены и состоят из плетеной асбестопроволочной набивки В, промежуточной распорной втулки, грундбоксы и нажимных болтов с контргайками. Износ сальникового уплотнения контролируется по утечке рабочей жидкости через каналы 10. При чрезмерной утечке сальники равномерно подтягиваются нажимными болтами. Нельзя допускать перетяжки сальника, так как это приводит к перегреву и преждевременному выводу сальника из строя.

Для повышения долговечности сальники вала ротора регулярно смазываются графитовой смазкой, подаваемой через масленки. Смазка снижает коэффициент трения, и в результате этого уменьшаются нагрев и износ сальника. Сальниковую набивку осматривают и заменяют после снятия фланцевых стаканов. Для ускорения этих операций используются два болта, вставляемые в резьбовые отверстия фланца стакана. При ввинчивании болтов фланцевый стакан вместе с подшипником и крышкой снимают с вала ротора. Известны конструкции гидродинамических тормозов, в которых подшипники вала установлены на выносных опорах. В результате этого улучшается доступ для осмотра и замены сальниковых набивок, а подшипники вала полностью изолируются от рабочей жидкости. Недостаток этих конструкций — увеличение длины вала, вследствие чего для установки тормоза требуется соответствующее удлинение рамы лебедки.

В качестве рабочей жидкости обычно используют воду, поступающую из холодильника через патрубки 11 в кольцевые камеры статора. По радиальным и тангенциальным каналам А в теле и лопатках статоров вода на-

правляется в межлопаточные полости *Б* тормоза. Тангенциально направленный поток способствует самовсасыванию, и поэтому поступающая из холодильника вода интенсивно перемешивается с горячей водой в полости тормоза, нагреваемой в результате торможения. Для увеличения проточных сечений тормоза часть лопаток ротора укорочена.

Из гидротормоза вода отводится в холодильник через верхний патрубок. Необходимый для этого напор создается углублениями на наружной цилиндрической поверхности ротора либо сужением радиального зазора между ротором и статором у верхнего патрубка, что достигается смещением фланцевых стаканов подшипников ротора относительно оси статора. После охлаждения жидкость самотеком переливается из холодильника в гидротормоз. Создаваемый тормозной момент зависит от уровня воды в холодильнике, устанавливаемого с помощью ступенчатых и бесступенчатых регуляторов.

Гидродинамический тормоз используется при спуске бурильных труб, когда вес колонны превышает 100 – 200 кН. При подъеме труб и спуске незагруженного элеватора гидродинамический тормоз необходимо отключать, так как его действие в этом процессе отрицательное. При подъемных операциях работа гидродинамического тормоза вызывает излишние затраты мощности и износ уплотнений и подшипников вала ротора, что сокращает срок службы тормоза. При спуске незагруженного элеватора скорость спуска уменьшается и в результате этого возрастает общая продолжительность спускоподъемных операций.

Для сокращения времени, затрачиваемого на частые включения и отключения, подъемный вал лебедки соединяется с валом гидродинамического тормоза посредством сцепных муфт. Наиболее эффективна фрикционная муфта, позволяющая оперативно соединять тормоз с лебедкой при спусках бурильных свечей.

Рассмотрим основы расчета и внешние характеристики гидродинамических тормозов (табл. 15.13).

Таблица 15.13

Техническая характеристика гидродинамических тормозов

Показатель	УТГ-1000	УТГ-1450	ТГ-1-1200	ШТГ-1-1200
Активный диаметр ротора, м	1000	1450	1200	1200
Число роторов	2	1	1	1
Максимальная частота вращения ротора, об/мин	500	400	400	400
Тормозной момент, кН·м:				
при 250 об/мин	20	110	45	45
максимально допустимый	50	170	50	50
Масса тормоза, кг	3306	5200	3600	2730
Габариты тормоза, мм:				
высота	1590	1870	1750	1810
ширина	—	1680	1610	1575
длина	1435	1533	1090	1138
Регулирование наполнением	Ступенчатое		Бесступенчатое	
Полезный объем регулятора уровня воды, м ³	0,4	0,8	0,52	0,5
Масса регулятора, кг	245	426	328	215
Габариты регулятора, мм:				
высота	1950	2466	1925	1750
ширина	478	1094	950	910
длина	—	1062	1400	1075

Примечание. Обозначения: УТГ — гидродинамический тормоз Уралмашзавода; ТГ — гидродинамический тормоз ВЗБТ; ШТГ — гидродинамический тормоз завода им. лейт. Шмидта.

Гидродинамические тормоза характеризуются внутренним и внешними показателями. К внутренним показателям относятся расход и напор рабочей жидкости, циркулирующей в межлопаточной полости гидродинамического тормоза. Гидравлическая мощность, тормозной момент и угловая скорость — внешние показатели гидродинамического тормоза.

Гидравлическая мощность тормоза (в Вт)

$$N = \rho g Q H,$$

где ρ — плотность рабочей жидкости, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с²; Q — расход рабочей жидкости, равный объему рабочей жидкости, протекающему через лопастную систему в единицу времени, м³/с; H — напор рабочей жидкости, м.

Тормозной момент, создаваемый гидродинамическим тормозом (в Н·м)

$$M_T = \rho g H / \omega,$$

где ω — угловая скорость, с⁻¹.

Для практических расчетов и изучения внешней характеристики гидродинамических тормозов пользуются формулами тормозного момента, известными из теории лопастных гидромашин:

$$M_T = \lambda'_m \rho (D^5 - d^5) \omega^2;$$

$$M_T = \lambda_m \rho (D^5 - d^5) \omega^2,$$

где $\lambda_m \approx 100 \lambda'_m$ — коэффициент гидравлического момента; D — наружный диаметр образующегося при вращении ротора кольца жидкости, принимаемый равным диаметру ротора, м; d — внутренний диаметр кольца жидкости, зависящий от уровня наполнения тормоза, м; n — частота вращения ротора, об/мин.

Коэффициент гидравлического момента λ определяется экспериментально и является безразмерной величиной, зависящей от формы рабочей полости, геометрических параметров и числа лопаток гидродинамического тормоза. С увеличением λ возрастает тормозной момент гидродинамического тормоза при одинаковых диаметре и частоте вращения его ротора.

Коэффициенты гидравлического момента рассматриваемых тормозов при полном наполнении приведены ниже.

УТГ-1000.....	0,32
УТГ-1450.....	0,27
ТГ-1200.....	0,29
ШТГ-1-1200.....	0,29

Как видим, тормозной момент изменяется в зависимости от внутреннего диаметра водяного кольца и частоты вращения ротора. При полном наполнении величина α снижается до минимума и тормозной момент достигает наибольших значений. По мере опорожнения гидродинамического тормоза внутренний диаметр водяного кольца увеличивается, что приводит к снижению тормозного момента. Общий недостаток гидродинамических тормозов — уменьшение тормозного момента с понижением частоты вращения ротора. При неподвижном роторе ($n = 0$) тормозной момент равен нулю. Из этого следует, что гидродинамический тормоз не способен затормозить лебедку до полной ее остановки.

Внешней характеристикой гидродинамического тормоза называют зависимость тормозного момента от частоты вращения ротора при постоян-

ном уровне наполнения. Внешняя характеристика тормоза графически изображается квадратичной параболой, проходящей через начало координат.

Гидродинамические тормоза рассчитываются по различным методикам. Наиболее простой и доступный расчет — методом подобия, обеспечивающим достаточно точное совпадение расчетных и фактических характеристик. При расчетах по методу подобия ориентируются на испытанные конструкции гидродинамических тормозов с известными значениями коэффициента λ . В качестве характерного размера гидродинамического тормоза выбирают диаметр ротора. При полном наполнении тормозной момент с достаточной точностью определяется формулой

$$M_T = \lambda_m \rho D^5 n^2.$$

В случае изменения диаметра ротора тормозной момент подобного тормоза

$$M' = M(D'/D)^5,$$

где M' и D' — тормозной момент и диаметр нового тормоза; M и D — тормозной момент и диаметр прототипа.

При изменении плотности рабочей жидкости тормозной момент можно рассчитывать, пользуясь уравнением подобия

$$M' = M \rho' / \rho,$$

где ρ' — измененная плотность рабочей жидкости.

При использовании гидродинамического тормоза со ступенчатым регулятором уровня скорость спуска по мере увеличения веса колонны труб снижается по непрерывно-ступенчатой кривой. Для более полного использования ленточных тормозов необходимо увеличить число переливных клапанов на холодильнике. Бесступенчатые холодильники обеспечивают плавное изменение скорости спуска, и благодаря этому при заданном запасе торможения продолжительность пуска колонны труб сокращается до минимума.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ТОРМОЗА

Электромагнитные тормоза, применяемые в буровых лебедках, делятся на индукционные и порошковые.

Электромагнитный тормоз с водяным охлаждением модели ЭМТ-4500-У1 (в дальнейшем именуемый тормоз) предназначен для интенсивного торможения при спуске бурильного инструмента и колонны обсадных труб. Тормоз установлен на раме буровой лебедки и рассчитан для работы в районах умеренного климата при температуре воздуха от +40 до -40 °С и относительной влажности 80 % при 20 °С, во взрывобезопасной среде, не содержащей агрессивных газов и паров, разрушающих металл и изоляцию.

Техническая характеристика

Номинальный тормозной момент (при $n = 225\div500$ об/мин), кН·м	45,0
Максимальный кратковременный (до 10 с) тормозной момент, кН·м.....	57,0—60,0
Номинальный ток возбуждения, А	135
Максимальный кратковременный (не более 10 с) за один цикл ток возбуждения, А.....	180

Номинальное напряжение возбуждения, В.....	120
Частота вращения, об/мин.....	500
Направление вращения.....	Произвольное
Маховой момент якоря без воды, кН·м ²	14,4
Масса тормоза, кг.....	6300
Исполнение.....	Брызгозащи- щенное

Тормоз (рис. 15.27) состоит из следующих основных узлов: статора 1, якоря 2, подшипниковых щитов 3, 4, водораспределительной коробки 5. Статор выполнен из пяти колец, каждое из которых имеет по 30 когтеобразных полюсов. Кольца изготовлены двух видов: с Т-образным (три кольца) и Г-образным (два кольца) полюсами и скреплены так, что полюсы одного кольца входят в паз другого. Между кольцами в специальных пазах размещены катушки возбуждения 6, выводные концы которых подсоединены к клеммной колодке. Для стока конденсата в нижней части статора под катушками возбуждения предусмотрены дренажные отверстия 8 с пробкой 7. В полости цилиндра выполнены два отверстия — входное 10 и выходное 11.

Якорь представляет собой сварную конструкцию, в которой два цилиндра концентрично сварены между собой и с помощью щитов приварены к ступице, размещенной на валу. Полость между цилиндрами по окружности разделена на четыре отсека. В каждом отсеке на внутреннем ци-

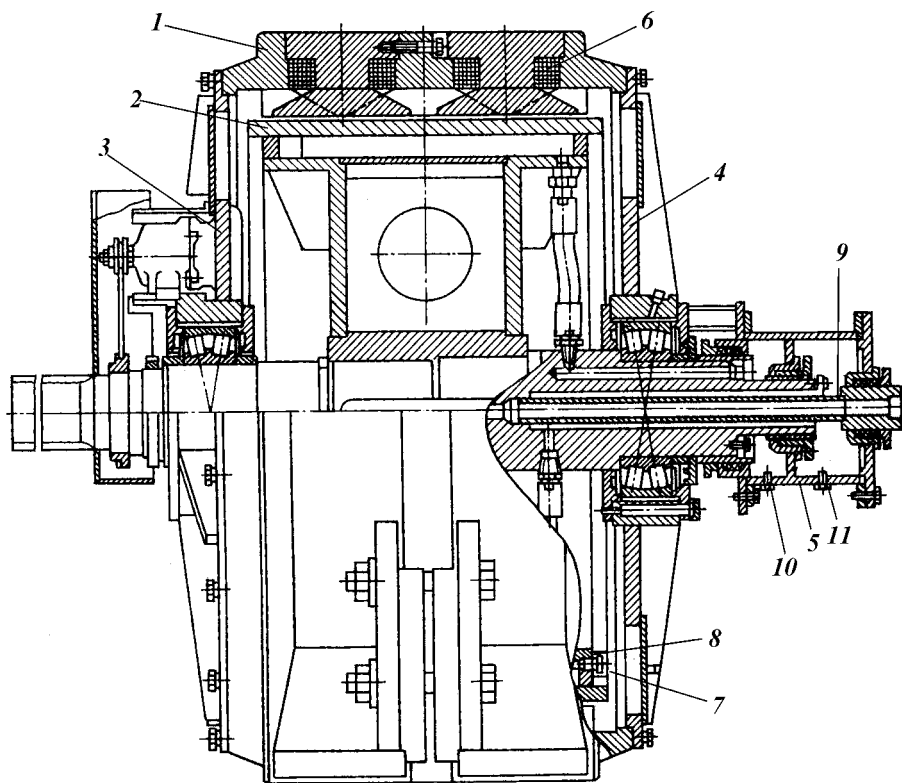


Рис. 15.27. Электромагнитный тормоз ЭМТ-4500-У1

линдре имеется по два отверстия — входное и выходное. Со стороны водораспределительной коробки вал имеет концентрично расположенные входные, центральный сквозной — выходной каналы. В центральный канал встроена труба 9, через которую подается воздух в шинно-пневматическую муфту. Полость, образованная трубой и каналом вала, служит для прохождения охлаждающей воды. Каналы вала соединены с отверстием якоря шланговыми соединениями. На вал якоря насажены два роликподшипника, с помощью которых якорь опирается на подшипниковые щиты. Подшипниковые щиты сварные. На щите 3 имеется плата для установки тахогенератора.

Водораспределительная коробка представляет собой цилиндрическую камеру, разделенную внутри на два отсека — входной и выходной. Принцип тормоза основан на том, что при подаче постоянного напряжения на катушки возбуждения появляется магнитный поток статора. Последний благодаря многополюсному исполнению статора индуцирует в массиве вращающегося якоря вихревые токи.

Взаимодействие вихревых токов якоря с магнитным потоком создает тормозной момент. Путем регулирования тока возбуждения можно плавно изменять величину тормозного момента, при этом вся энергия торможения превращается в тепло, которое уносится охлаждающей водой.

Порошковые тормоза отличаются от индукционных тем, что воздушный зазор между станиной и якорем заполнен ферромагнитным порошком, повышающим магнитную проницаемость зазора и в результате этого величину создаваемого тормозного момента. Кроме того, посредством порошка образуется механическая связь между станиной и якорем тормоза и благодаря этому частота вращения не влияет на величину тормозного момента.

Механические характеристики электромагнитных тормозов выражают зависимость тормозного момента от частоты вращения при заданном токе возбуждения.

При $n = 0$ тормозные моменты индукционного и гидродинамического тормозов равны нулю. Поэтому в отличие от порошкового тормоза они не могут быть использованы для полной остановки и удержания груза на весу.

С увеличением частоты вращения тормозной момент индукционного тормоза возрастает быстрее, чем гидродинамического.

Таблица 15.14

Техническая характеристика индукционных и порошковых тормозов

Показатель	ЭМТ-4500	ЭМТ-7500	ЭМТ-10 000	ТЭП-4500	ТЭП-4500
Тормозной момент, кН·м:					
номинальный	45	75	100	45	75
пусковой	60	95	120	60	80
остаточный	—	—	—	0,45	—
Номинальная частота вращения, об/мин	500	500	200	500	500
Напряжение возбуждения, В	120	120	127	127	127
Мощность возбуждения, кВт	10,2	17,0	29,0	3,0	3,5
Сопротивление обмотки возбуждения, Ом	0,695	3,05	—	18,2	9,0
Ток возбуждения номинальный, А	135	72	—	10	12,0
Масса, кг	5300	9100	8600	4200	6500

У гидродинамического тормоза момент может изменяться за счет уровня наполнения жидкостью, у электромагнитных это достигается за счет изменения тока возбуждения. При отсутствии тока в обмотке возбуждения тормозной момент равен нулю. С увеличением тока в обмотке возбуждения пропорционально возрастает момент. Указанная особенность электромагнитных тормозов облегчает их управление и создает возможность автоматизации процесса спуска инструмента.

Техническая характеристика индукционных (ЭМТ) и порошковых (ТЭП) тормозов отечественных лебедок приведена в табл. 15.14.

Тормозной момент электромагнитных тормозов выбирается согласно следующим условиям:

для индукционных тормозов $M_T \geq M_{ст}$;

для порошковых тормозов $M_T \geq M_{ст} + M_{инн}$, где M_T — номинальный тормозной момент выбираемого тормоза; $M_{ст}$ — статический момент вращения от веса наиболее тяжелой колонны труб; $M_{инн}$ — вращающий момент от действия инерционных сил при наибольшей массе колонны труб и угловом замедлении ε .

15.12. ОБЪЕМ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Продолжительность и число циклов нагружения подъемного механизма буровой установки зависят от объема спускоподъемных операций, который определяется суммарной длиной труб, спускаемых в скважину и поднимаемых из нее за все рейсы, выполняемые в процессе бурения до конечной глубины:

$$s_{\text{спо}} = s_{\text{сп}} + s_{\text{п}},$$

где $s_{\text{спо}}$ — объем спускоподъемных операций, м; $s_{\text{сп}}$ и $s_{\text{п}}$ — длина труб, спускаемых и поднимаемых за все рейсы.

В каждом рейсе, связанном со сменой долота, из скважины поднимают и спускают в нее одинаковое количество труб, длина которых равна текущей глубине забоя скважины. Длина труб, спускаемых или поднимаемых за все рейсы

$$s = s_{\text{сп}} = s_{\text{п}} = L_1 + L_2 + \dots + L_z + \dots + L_k = \sum_{z=1}^{z_k} L_z,$$

где $L_1, L_2, \dots, L_z$ — текущие глубины забоя скважины по порядковым номерам рейсов; L_k — конечная глубина скважины; z_k — номер конечного рейса.

Текущая глубина скважины зависит от проходки на долото:

$$h_z = L_z - L_{z-1},$$

где h_z — проходка на долото в z -м рейсе; L_{z-1}, L_z — глубина скважины соответственно при $(z - 1)$ -м и z -м рейсах.

Проходка на долото и число рейсов, определяющие объем спускоподъемных операций, зависят от глубины скважины и физико-механических свойств разбуриваемых пород, стойкости используемых долот, эффективности режимов бурения и других факторов, обусловленных технологией и техникой бурения. На рис. 15.28 приведен график, на оси абсцисс которого

Рис. 15.28. График рейсов и кривая проходки

откладываются порядковые номера рейсов, а на оси ординат — значения глубины забоя скважины. Линия, соединяющая координаты полученных точек, называется кривой проходки. Фактическая кривая проходки 1, построенная по промысловым данным, представляет собой ломаную линию.

В теоретических расчетах пользуются корреляционными зависимостями, полученными путем подбора эмпирических формул. В результате рассмотрения статистических данных, полученных при бурении глубоких скважин в различных геологических районах, установлено, что кривые проходки с достаточной точностью описываются формулой

$$L_z = Az^m,$$

где A и m — опытные коэффициенты.

Значения опытных коэффициентов выбирают из условия равенства сумм глубин забоя скважины за все рейсы по фактической 1 и теоретической 2 кривым проходки (см. рис. 15.28).

Коэффициенты A и m имеют значения: $A > 1$; $0 < m \leq 1$. При $m = 1$ кривая проходки выражается линейной зависимостью, а объем спускоподъемных операций минимален. Уменьшение коэффициента m указывает на возрастание объема спускоподъемных операций.

Пользуясь приведенной выше формулой и опытными значениями коэффициентов A и m , можно определить:

ожидаемый объем спускоподъемных операций при бурении скважины заданной глубины

$$s_{\text{спо}} = 2s = 2L_k z_k(m + 1);$$

проходку на долото за z -й рейс

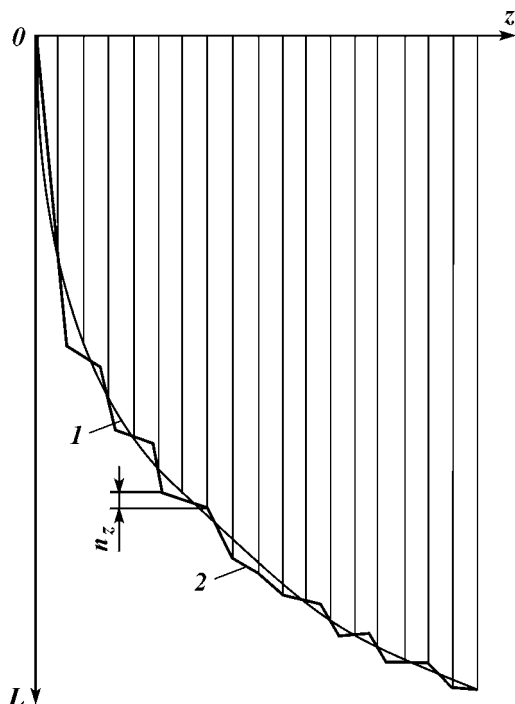
$$h_z = L_z - L_{z-1} = Az^m - A(z-1)^m = A[z^m - (z-1)^m];$$

число рейсов за период бурения скважины до конечной глубины

$$z_k = (L_k/A)^{1/m};$$

среднюю проходку на долото

$$h_{\text{ср}} = L_k/z_k = A^{1/m}/L_k^{(1-m)/m}.$$



15.13. КИНЕМАТИКА ПОДЪЕМНОГО МЕХАНИЗМА

Задача кинематики состоит в определении скоростей и ускорений подъемного механизма. Заданными величинами являются высота подъема, оснастка и размеры звеньев подъемного механизма, частота вращения и характеристика используемого двигателя.

При спускоподъемных операциях высота подъема h несколько превышает длину бурильной свечи l (здесь $h \approx 1,02l$). Это обусловлено возможностью установки бурильной колонны на клинья либо элеватор. При спуске бурильная колонна приподнимается для освобождения клиньев либо элеватора, поэтому перемещения при спусках и подъемах бурильных свечей примерно одинаковые.

Изменения скорости за время подъема и спуска одной свечи изображаются тахограммой. Для подъемных механизмов характерна трехпериодная тахограмма подъема, имеющая трапецеидальную форму (рис. 15.29). В первый период происходит разгон барабана лебедки, чему соответствует ускоренное движение крюка со скоростью, возрастающей от нуля до начальной установившейся $v_{н.у}$. Характер изменения скорости крюка в период разгона зависит от привода лебедки и навыков управляющего ею бурильщика. Режим разгона буровой лебедки существенно не влияет на продолжительность подъема. Однако для снижения динамических нагрузок ускорение при разгоне должно быть минимальным. При линейном нарастании скорости, как показано на рис. 15.29, имеем

$$a_1 = dv/dt = \text{tg } \gamma = \text{const}; \quad v_{н.у} = a_1 t_1; \quad h_1 = v_{н.у} t_1 = a_1 t_1^2 / 2,$$

где a_1 — ускорение крюка при разгоне, м/с^2 ; γ — угол наклона кривой скорости; $v_{н.у}$ — начальная установившаяся скорость крюка, м/с ; h_1 — путь крюка в период разгона, м ; t_1 — продолжительность разгона, с .

Второй период соответствует установившемуся движению крюка, при котором двигатель и барабан лебедки вращаются с постоянной частотой. Скорость подъема и период установившегося движения

$$v_y = \pi D_z n_{AB} / 60 i_{\text{тр}} i_{\text{т.с}},$$

где D_z — диаметр навивки каната на барабан лебедки, м ; $i_{\text{тр}}$ — передаточное число трансмиссии лебедки; $i_{\text{т.с}}$ — кратность оснастки подъемного механизма.

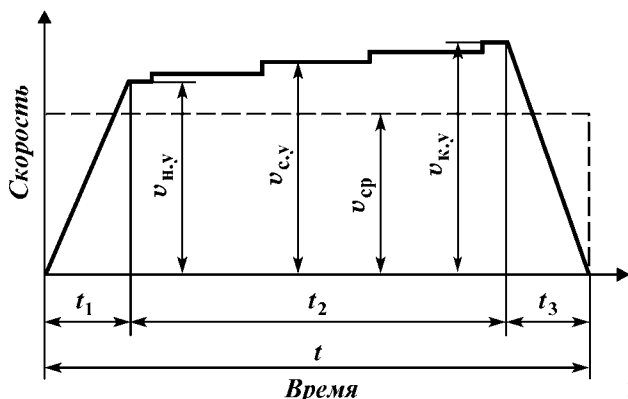


Рис. 15.29. Тахограмма подъема

Вследствие изменения диаметра навивки при переходе каната на каждый последующий слой на тахограмме скорость подъема в период установившегося движения изображается ступенчатой прямой линией. В кинематических расчетах пользуются средней установившейся скоростью подъема

$$v_{c,y} = (v_{н,y} + v_{к,y})/2,$$

где $v_{к,y}$ — конечная установившаяся скорость подъема крюка, определяемая по диаметру последнего (конечного) слоя навивки каната.

Средняя установившаяся скорость подъема рассчитывается также по среднему диаметру навивки каната на барабан лебедки

$$v_{c,y} = \pi D_{cp} n_{дв}/60 i_{тр} i_{т.с.}$$

Исходя из средней установившейся скорости, для второго периода подъема

$$a_2 = 0; v_{c,y} = \text{const}; h_2 = v_{c,y} t_2,$$

где a_2 — ускорение крюка, м/с^2 ; t_2 — продолжительность установившегося движения, с; h_2 — путь крюка за период установившегося движения, м.

В третий период происходит торможение буровой лебедки, при котором конечная установившаяся скорость подъема снижается до нуля. При линейном изменении скорости торможения

$$a_3 = \text{const}; v_{к,y} = a_3 t_3; h_3 = v_{к,y} t_3/2 = a_3 t_3^2/2,$$

где a_3 — замедление крюка при торможении, м/с^2 ; $v_{к,y}$ — скорость крюка в начале торможения, м/с ; t_3 — продолжительность торможения, с; h_3 — путь крюка в период торможения, м.

Продолжительность подъема

$$t = t_1 + t_2 + t_3.$$

Для расчета продолжительности подъема на заданную высоту пользуются средней скоростью подъема, учитывающей изменение скорости крюка в период разгона и торможения лебедки:

$$t = h/v_{cp}.$$

Средняя скорость на тахограмме подъема определяется из следующего равенства:

$$v_{cp} t = v_{c,y}(t + t_2)/2,$$

откуда

$$v_{cp} = v_{c,y} \frac{t + t_2}{2t} = v_{c,y} \frac{t + t - (t_1 + t_3)}{2t} = v_{c,y} \left(1 - \frac{t_1 + t_3}{2t} \right).$$

Последняя формула показывает, что средняя скорость крюка меньше средней установившейся скорости подъема. На рис. 15.29 средняя скорость крюка выражается высотой прямоугольной тахограммы, площадь которой равна площади действительной трапецеидальной тахограммы, имеющей общее с ней основание. Прямоугольная тахограмма является расчетной и на практике неосуществима, так как при этом ускорение и замедление достигают бесконечности: $a = \text{tg } 90^\circ = \infty$.

Отношение средней установившейся скорости к средней скорости крюка называют коэффициентом заполнения тахограммы: $\lambda = v_{c,y}/v_{cp} > 1$.

Пользуясь коэффициентом λ , продолжительность подъема на заданную высоту можно определять по формуле

$$t = h/v_{\text{ср}} = h \lambda / v_{\text{с.у.}}$$

Коэффициент заполнения тахограммы зависит от типа привода подъемного механизма, скорости и высоты подъема крюка. Согласно опытным данным Уралмашзавода, указанная зависимость описывается формулой

$$\lambda = 1 + c \frac{v_{\text{с.у.}}^2}{h}.$$

В зависимости от типа используемого привода $c = 2,4$ — для электрического, дизель-электрического и газотурбозлектрического; $c = 3,6$ — для дизель-гидравлического и газотурбинного; $c = 4,8$ — для дизель-механического.

Средняя скорость спуска

$$v_{\text{ср.сп}} = v_{\text{max сп}} / \lambda_{\text{сп}},$$

где $v_{\text{max сп}}$ — максимальная скорость, достигаемая за период спуска; $\lambda_{\text{сп}}$ — коэффициент заполнения тахограммы при спуске.

В практических расчетах согласно рекомендациям Уралмашзавода максимальная скорость спуска принимается в зависимости от длины свечи l .

l , м.....	18	24	27	36
v_{max} , м/с	2,5	2,9	3,1	3,6

Коэффициенты заполнения тахограммы: $\lambda_{\text{сп}} = 2$ — при свободном спуске; $\lambda_{\text{сп}} = 1,5$ — при использовании вспомогательного тормоза.

15.14. ДИНАМИКА ПОДЪЕМНОГО МЕХАНИЗМА

Динамические нагрузки в подъемном механизме буровых установок возникают при спускоподъемных операциях вследствие действия ускорения или замедления, а также упругих колебаний, создаваемых во время переходных процессов. Источники динамических нагрузок — толчки и удары, возникающие при подхвате колонны труб и переходах талевого каната на последующий слой навивки, а также из-за зазоров и монтажных смещений в сочленениях узлов и деталей подъемного механизма и его привода.

На динамику спускоподъемных операций значительно влияет состояние ствола скважины. Всевозможные уступы и каверны препятствуют равномерному движению колонны труб в скважине, поэтому в подъемном механизме возникают динамические нагрузки случайного характера. Систематическими являются динамические нагрузки, возникающие в период разгона и торможения лебедки. При прочих одинаковых условиях уровень динамических нагрузок, возникающих в процессе подъема, зависит от пусковых свойств двигателей и упругости системы, включающей силовые передачи, лебедку, талевый канат, вышку и колонну поднимаемых труб.

При спуске динамические нагрузки зависят от снижения скорости, регулируемой вспомогательным и основным тормозами лебедки, а также от упругости талевого каната, вышки и колонны спускаемых труб. Различие в

Таблица 15.15

Нагрузка на крюке, кН	Скорость подъема крюка, м/с	Коэффициент динамичности K_A
150–250	1,32	2,00–1,88
250–700	1,12–0,99	1,88–1,43
700–1200	0,58–0,56	1,43–1,22
1200–1800	0,40–0,38	1,22–1,05
1800–2000	0,17–0,16	1,05–1,03

источниках и характере переходных процессов, распределении масс и упругости включаемых систем обуславливает количественные и качественные отличия динамических процессов, наблюдаемых в подъемном механизме буровых установок при подъеме и спуске колонны труб.

Опытный коэффициент динамичности учитывает динамические нагрузки в подземном механизме буровых установок

$$K_A = (P_{\text{ст}} + P_A)/P_{\text{ст}},$$

где $P_{\text{ст}}$ — статическая нагрузка от собственного веса колонны труб и подвижной части талевого механизма; P_A — динамическая нагрузка.

В результате экспериментальных исследований установлено, что коэффициент динамичности для отдельных звеньев и деталей подъемного механизма буровых установок изменяется от 1,02 до 2 в зависимости от скорости подъема, определяемой мощностью привода буровой лебедки и массой поднимаемой колонны. По мере увеличения массы колонны труб скорость подъема уменьшается и при этом снижается коэффициент динамичности.

Динамические нагрузки в звеньях подъемного механизма достигают наибольших значений в период подхвата колонны труб с ротора при подъеме и в начале торможения лебедки при спуске. В табл. 15.15 приведены коэффициенты динамичности для неподвижной ветви талевого каната, полученные по результатам инструментальных измерений на буровой установке Уралмаш.

16

ГЛАВА

ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

16.1. БУРОВЫЕ НАСОСЫ

В системе промывки скважин буровые насосы предназначены для следующего: нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на дневную поверхность; охлаждения и смазки долота; создания гидромониторного эффекта при бурении долотами с насадками; приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

К буровым насосам предъявляют следующие основные требования:

подача бурового промывочного раствора должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;

мощность насоса должна быть достаточной для промывки скважины и привода забойных гидравлических двигателей;

скорость промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения;

насосы должны быть приспособлены для работы с абразиво- и масло-содержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;

узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;

крупногабаритные узлы и детали должны быть снабжены устройствами для надежного захвата и перемещения при ремонте и техническом обслуживании;

узлы и детали приводной части должны быть защищены от промывочного раствора и доступны для осмотра и технического обслуживания;

насосы должны быть приспособлены к транспортировке в собранном виде на далекие и близкие расстояния и к перемещению волоком в пределах буровой;

конструкция насосов должна допускать правое и левое расположение двигателей насосного агрегата;

надежность и долговечность насосов должны сочетаться с их экономичностью и безопасностью эксплуатации.

Технические условия на изготовление буровых насосов регламентируются ГОСТом.

С ростом глубины бурения значительно увеличиваются и мощности буровых насосов. Освоены и намечаются к производству новые модели буровых насосов, отвечающие возросшим требованиям бурения. Буровые насосы непрерывно совершенствуются: повышаются надежность и долговечность, снижается масса и сокращаются материальные и трудовые затраты на их изготовление, эксплуатацию и ремонт. Это обусловило широкую номенклатуру моделей и модификаций буровых насосов, используемых в отечественной и зарубежной практике бурения эксплуатационных и разведочных скважин.

Рабочие органы буровых насосов преимущественно выполняются в виде поршней. Наиболее распространены двухпоршневые насосы двустороннего действия, на смену которым в последние годы приходят трехпоршневые насосы одностороннего действия. В насосах двустороннего действия жидкость перемещается в поршневой и штоковой полостях и за один двойной ход поршня совершаются два цикла всасывания и нагнетания. При одностороннем действии жидкость перемещается в поршневой полости рабочей камеры и за один двойной ход совершается один цикл всасывания и нагнетания.

В буровых насосах используются самодействующие пружинные клапаны тарельчатой конструкции. Всасывающие и нагнетательные клапаны взаимозаменяемы. Оси поршней параллельны и располагаются в горизонтальной плоскости по одну сторону от привода насоса. Ведущее звено буровых насосов, сообщающее движение поршням, выполняется в виде вращающегося эксцентрикового, кривошипного, пальцевого либо коленчатого вала.

Ведущий вал приводится от трансмиссионного вала насоса посредством цилиндрической зубчатой пары. Промывочная жидкость перемещается по одноступенчатой и однопоточной схеме, через общую приемную линию и один отвод. Подача насоса изменяется с помощью сменных цилиндрических втулок либо изменением числа ходов насоса. Пульсации давления, вызываемые неравномерной скоростью поршней, снижаются до практически приемлемого уровня при помощи пневматических компенсаторов. В буровых насосных агрегатах используются преимущественно электродвигатели и дизели, вращение которых передается трансмиссионному валу насоса клиноременной либо цепной передачей.

ДВУХЦИЛИНДРОВЫЕ ПОРШНЕВЫЕ БУРОВЫЕ НАСОСЫ

Кинематическая схема бурового насоса двухстороннего действия приведена на рис. 16.1, а компоновка узлов — на рис. 16.2. Эти буровые насосы горизонтальные, поршневые, двухцилиндровые, двойного действия, состоят из гидравлической и приводной частей, смонтированных на общей раме. Гидравлическая часть насоса У8-6М состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блока пневматических компенсаторов. Приемная коробка насоса соединяет всасываемую трубу со всасывающими клапанами (рис. 16.3). Внутри гидравлических коробок устанавливают сменные цилиндрические втулки (рис. 16.4, 16.5), внутренний диаметр которых выбирают в зависимости от требуемого давления и подачи насоса. Наружные размеры всех втулок одинаковы.

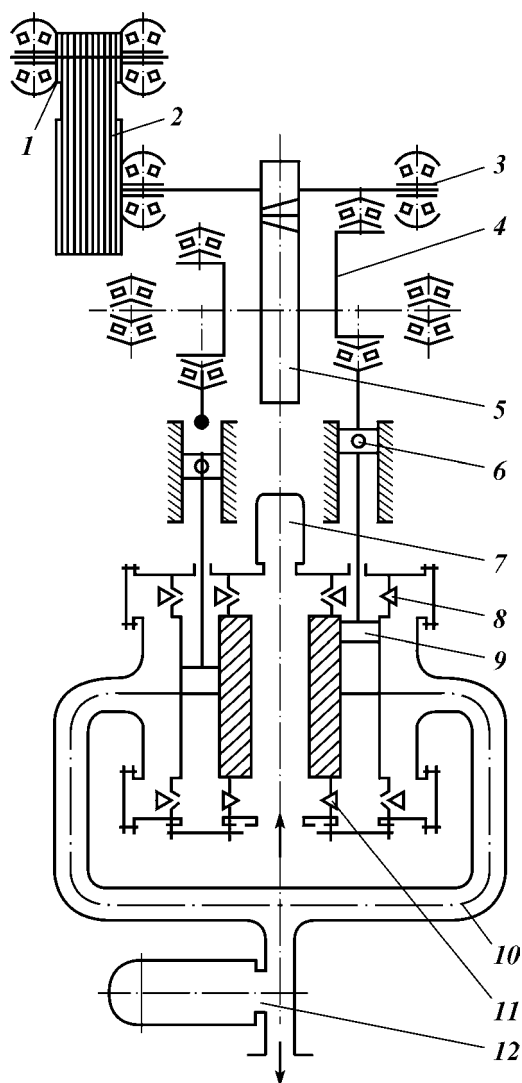


Рис. 16.1. Кинематическая схема бурового насоса двухстороннего действия:

1 — приводной шкив двигателя; 2 — клиноременная передача; 3 — трансмиссионный вал; 4 — эксцентрик; 5 — зубчатая передача; 6 — ползун; 7 — всасывающий компенсатор; 8 — нагнетательный клапан; 9 — поршень; 10 — гидравлическая коробка; 11 — всасывающий клапан; 12 — компенсатор нагнетательного трубопровода

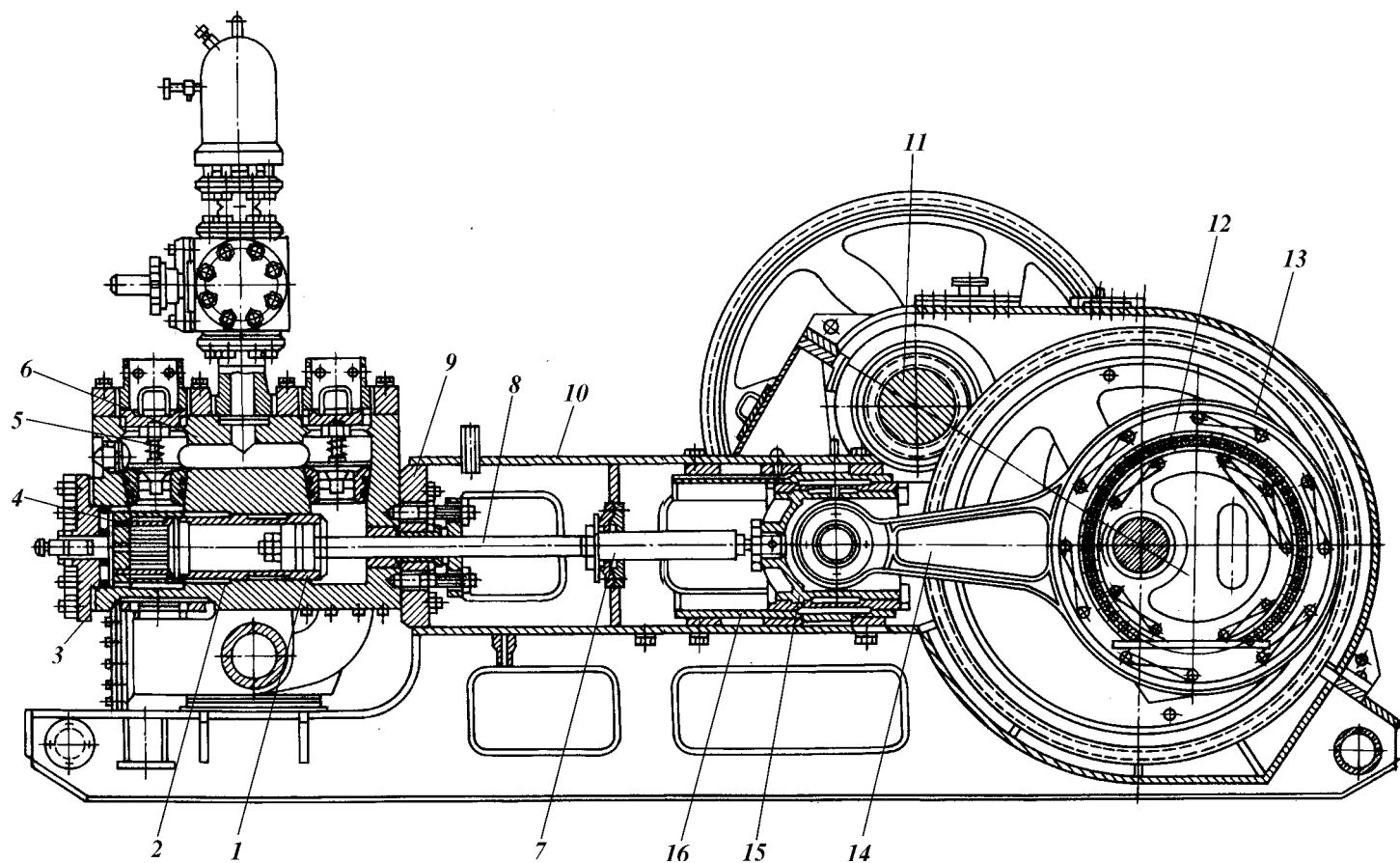
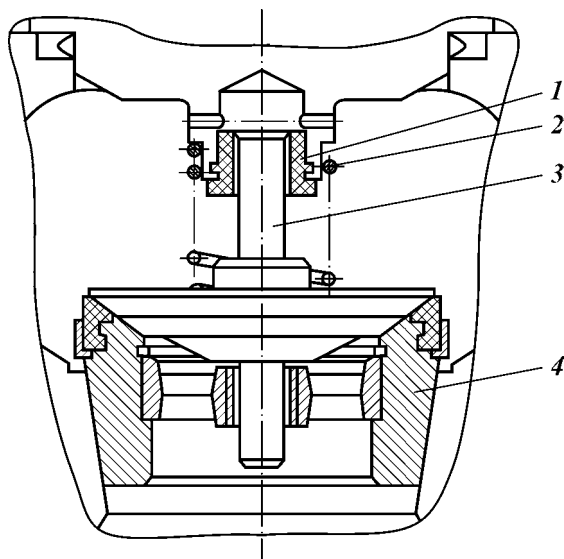


Рис. 16.2. Буровой насос двухстороннего действия:

1 – поршень; 2 – цилиндрическая втулка; 3 – крышка цилиндра; 4 – упорный стакан; 5 – нагнетательный клапан; 6 – корпус клапанной коробки; 7 – надставка штока; 8 – шток; 9 – сальниковое уплотнение штока; 10 – корпус насоса; 11 – трансмиссионный вал; 12 – коренной вал; 13 – ведомая головка шатуна; 14 – шатун; 15 – ползун; 16 – направляющие ползуна

Рис. 16.3. Клапан насоса в сборе:
 1 – втулка; 2 – пружина; 3 – тарелка клапана; 4 – седло в сборе



С целью повышения сроков службы втулок внутренняя поверхность их подвергается термической обработке. Цилиндровые втулки насоса уплотняются путем установки между буртиком цилиндровой втулки 1 и стаканом 4 двух комбинированных уплотнений 2, разделенных стальным кольцом 3 (см. рис. 16.5). Кольцо имеет по наружному и внутреннему диаметрам проточки с отверстиями. В случае износа уплотнения через специальное отверстие в гидравлической коробке раствор должен вытекать наружу, что и явится сигналом о неисправности уплотнения цилиндровой втулки. Цилиндровые втулки закрепляются с помощью стакана 5 и крышки 7 подтягиванием гаек 8. Цилиндровая крышка 7 уплотняется при помощи самоуплотняющихся манжет 6 и 9. Подтяжка уплотнения 2 цилиндровой втулки производится с помощью болта 10.

В цилиндрических втулках перемещаются поршни (рис. 16.6). Поршень состоит из сердечника с конической расточкой и привулканизированных к нему двух резиновых манжет. Поршень 13 насажен на конический хвостовик штока 14 и крепится к нему с помощью гайки 12 и контргайки 11 (см. рис. 16.5). Шток (рис. 16.7) соединен с надставкой штока (рис. 16.8), резь-

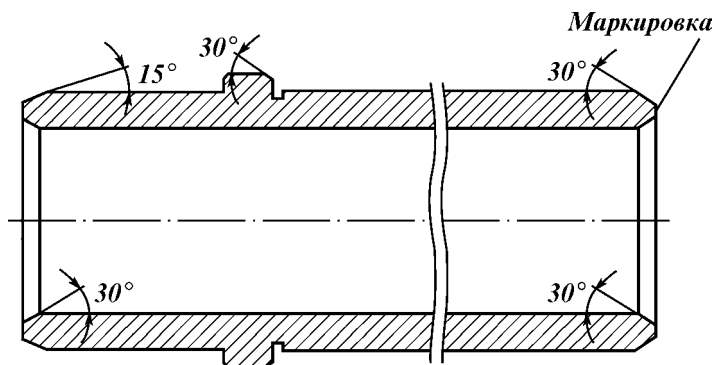


Рис. 16.4. Цилиндровая втулка насоса У8-6М

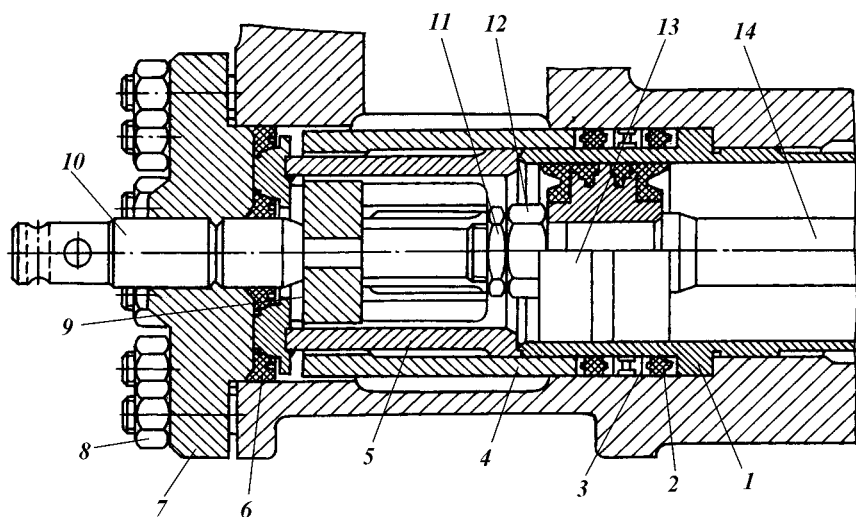


Рис. 16.5. Уплотнение цилиндрических втулок насоса У8-6М

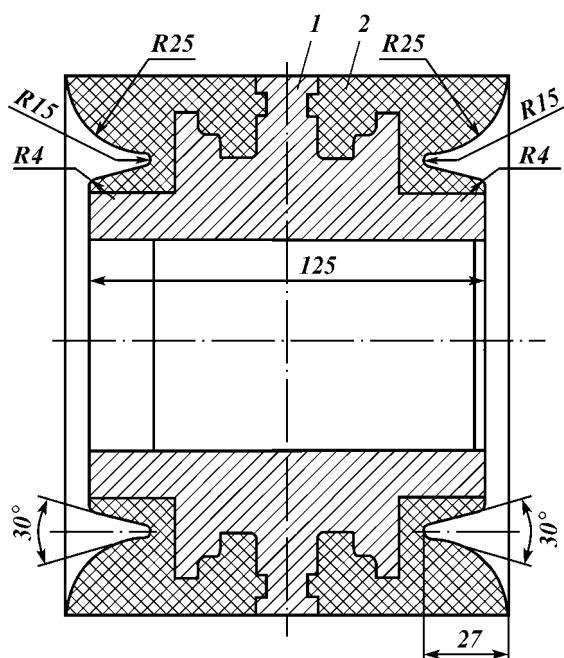


Рис. 16.6. Поршень насоса:
1 – сердечник; 2 – уплотнение

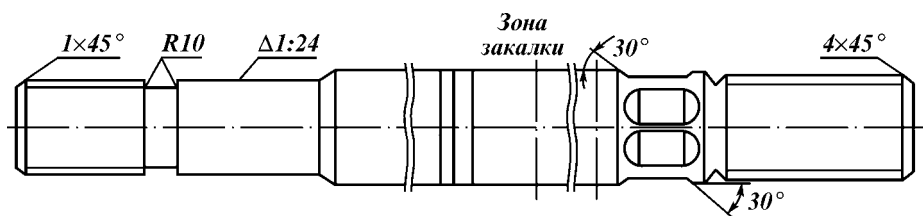


Рис. 16.7. Шток поршня насоса

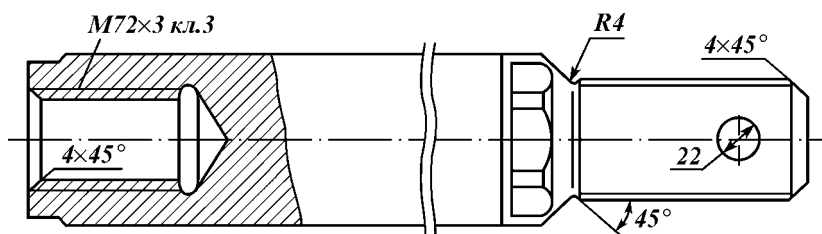


Рис. 16.8. Шток ползуна насоса

бовой конец которой ввинчен в корпус ползуна. При вращении эксцентрикового вала насоса через шатуны, ползуны и штоки поршни получают возвратно-поступательное движение. Для увеличения износостойкости штоков их рабочая поверхность закаливается. Уплотнение (рис. 16.9) состоит из корпуса 4, направляющей втулки 6, упорного резинового кольца 3, четырех уплотнительных резиновых колец 5, упорного кольца 1 и второй направляющей втулки 2. Направляющие втулки и упорное кольцо изготавливают из

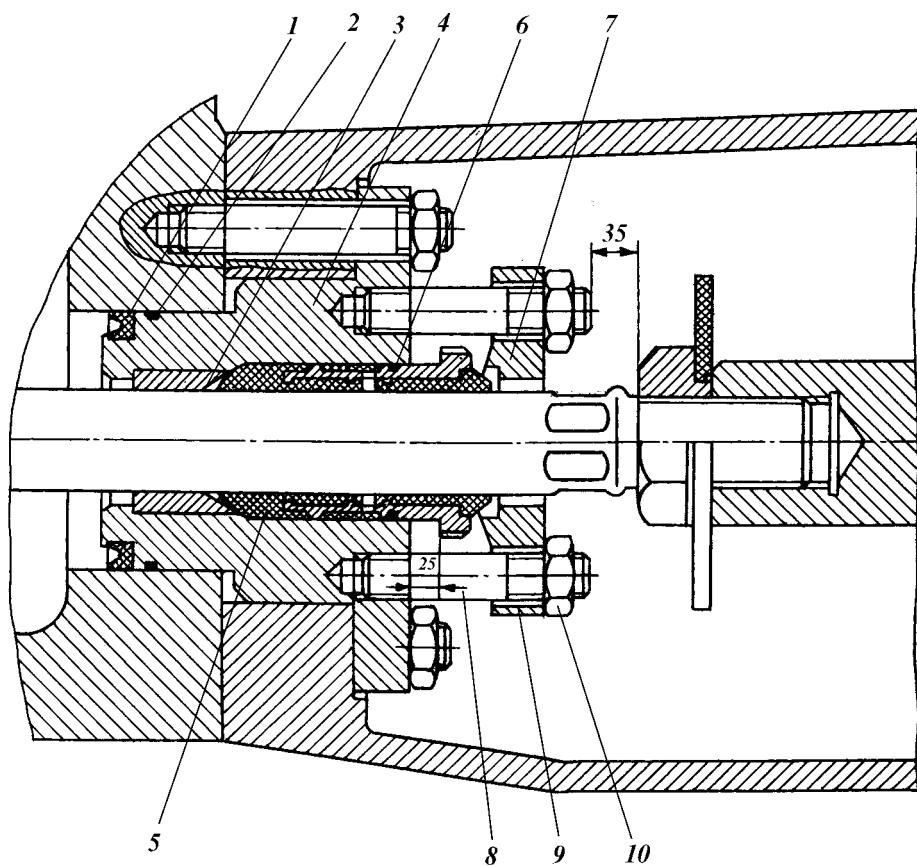


Рис. 16.9. Уплотнение штока насоса

капролита. Упорное кольцо поджимается при помощи прижимной втулки 7 через фланец 9. Подтяжка уплотнения производится при неработающем насосе с помощью гаек 10 и шпилек 8. Для увеличения долговечности уплотнения штоки смазываются и охлаждаются жидким маслом. Масло подается на штоки насосом.

Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала. Соединение гидравлической коробки с корпусом герметизируется самоуплотняющейся манжетой и резиновым кольцом. Для того чтобы предотвратить попадание бурового раствора в приводную часть насоса, создано специальное уплотнительное устройство. Глинистый раствор может быть внесен в приводную часть надставкой штока, поэтому имеется уплотнение сальникового типа. Манжеты обжимают надставку штока и не дают возможности вносить буровой раствор в приводную часть.

Приводная часть насоса состоит из узлов коренного вала (рис. 16.10) трансмиссионного вала (рис. 16.11) и ползуна (рис. 16.12), установленных в

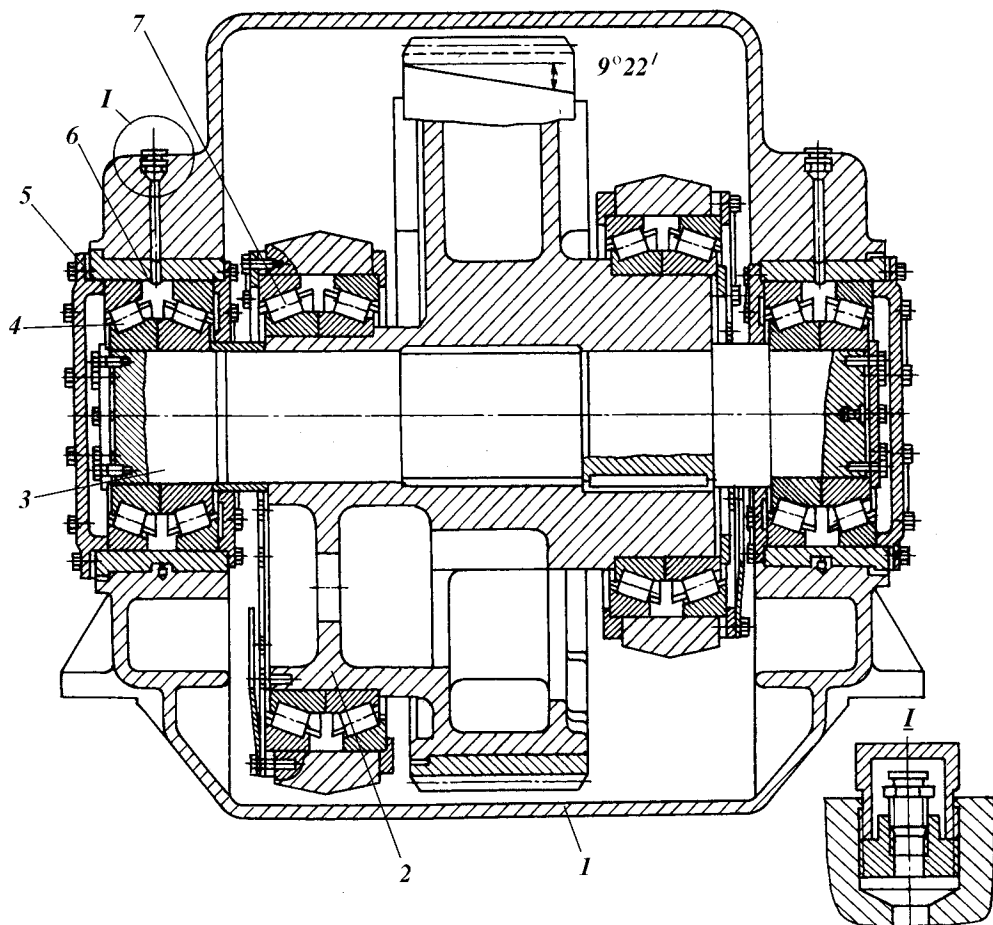


Рис. 16.10. Узел коренного вала

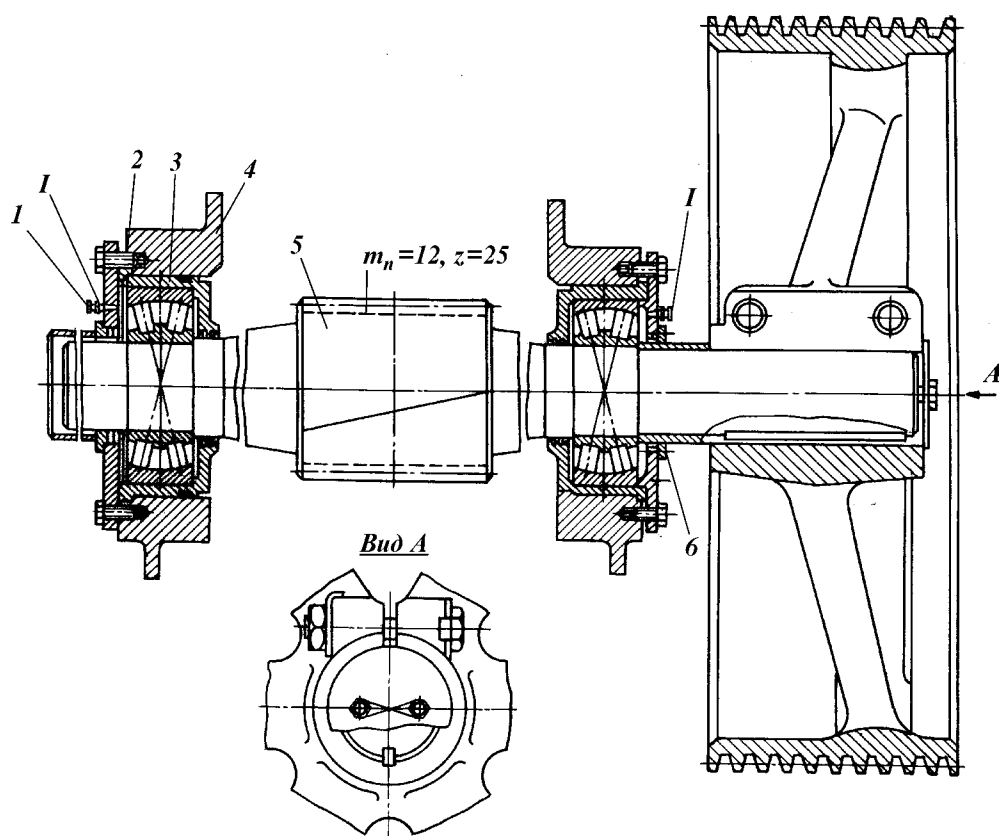
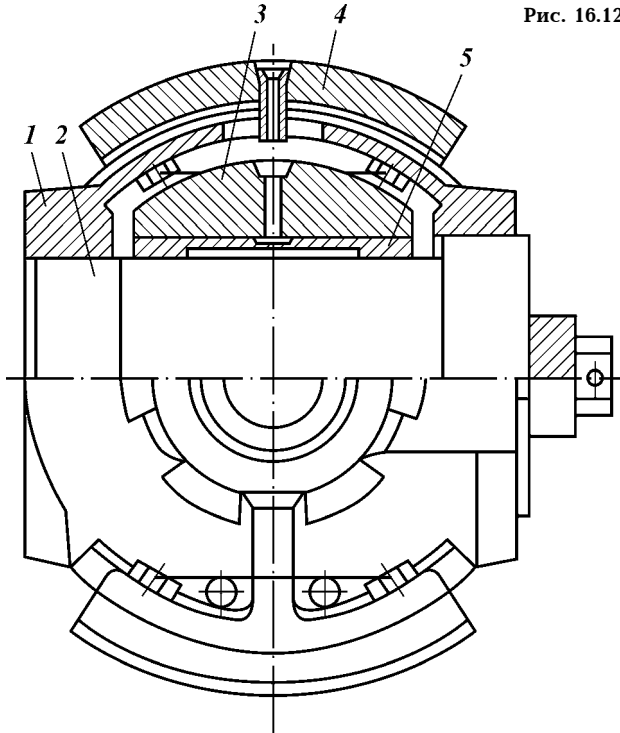


Рис. 16.11. Трансмиссионный вал

литой чугуновой станине. Коренной вал (см. рис. 6.10) выполнен в виде сварно-литой конструкции и состоит из двух эксцентриков 2, зубчатого венца 1 и вала 3. Зубчатый венец 1 напрессован на эксцентрики 2. Вал установлен на четырех конических подшипниках 4. Подшипники помещены в стаканах 6. Регулировка подшипников производится при помощи прокладок 5. Подшипники смазываются пружинными тавотницами. Эксцентрики коренного вала смещены относительно друг друга на угол 90° и имеют эксцентриситет 200 мм. На эксцентрике 2 посажены по два конических роликоподшипника 7. Эксцентриситет обеспечивает ход поршня 400 мм. Подшипники вала смазываются тем же маслом масляной ванны, находящейся в картере корпуса, что и зубчатое зацепление, с помощью разбрызгивания от зубчатой пары. Трансмиссионный вал приводит во вращение коренной вал при помощи косозубой шестерни 5 (см. рис. 16.11). Шестерня выполнена заодно с валом, который установлен на двухрядных сферических роликовых подшипниках 4, помещенных в стаканах 3. С помощью резинового кольца 2 уплотняется крышка стакана подшипников. Специальное уплотнение 6 предотвращает вытекание смазки из подшипников. Консистентная смазка подается в подшипники пружинными тавотницами 1. Плавающий подшипник имеет тепловой зазор для расширения. Оба конца трансмиссионного вала сделаны одинаковыми, что позволяет монтировать насос с пра-

Рис. 16.12. Ползун



вым и левым расположением привода. Свободный конец вала защищается кожухом. Шкив крепится на конце вала шпонками и двумя стяжными болтами. На рис. 16.12 показан поперечный разрез ползуна по кольцу шатуна. Ведущие головки шатунов установлены на конических роликоподшипниках, которые, в свою очередь, насажены на эксцентрики. Малые головки шатунов 3 соединены с ползуном 1 при помощи цилиндрических пальцев 2 и подшипников скольжения 5. Подшипники 5 смазываются через отверстия в малой головке шатуна. К этим отверстиям из масляной камеры подводится масло. Масляная камера крепится к корпусу станины над ползуном. Корпус ползуна 1 изготавливают из стали марки 35Л. Сменной деталью ползуна является чугунная накладка 4. Направляющие накладки корпуса ползуна смазываются маслом, которое подается самотеком из камеры. Масло в эту камеру попадает путем разбрызгивания от зубчатой передачи. Осмотр зубчатого зацепления и заливка масла в ванну производятся через специальный лоток. Для контроля уровня масла имеется маслоуказатель, для слива масла предусмотрены специальные резьбовые отверстия диаметром 75 мм.

Для подогрева масла в зимнее время в ванну станины может быть вмонтирован подогреватель. Станина насоса крепится к его раме восемью болтами. Для удобства транспортировки рама насоса выполнена в виде салазок.

Блок пневмокомпенсатора насоса (рис. 16.13) предназначен для снижения величины колебаний давления в напорном трубопроводе. Он состоит из корпуса 5, на котором установлены три воздушных колпака 3 с разделителем. Объем воздушной части каждого колпака 17 дм³. Воздушные

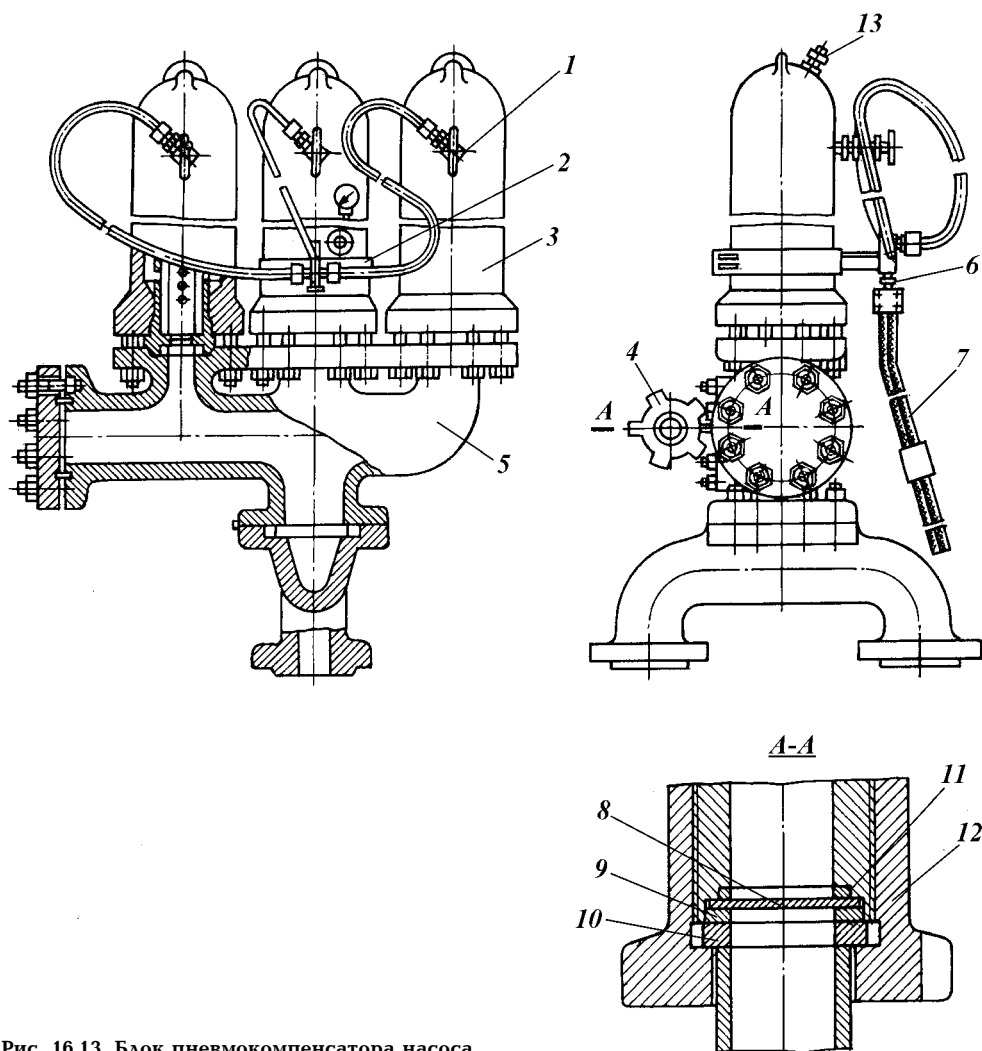


Рис. 16.13. Блок пневмокомпенсатора насоса

колпаки имеют приспособление 2 для контроля давления газа в колпаках и предохранительный клапан 4. Воздушный колпак состоит из перфорированной трубы и резинового баллона. Корпус колпака опирается на фланец перфорированной трубы и крепится шпильками к фланцу корпуса блока пневмокомпенсатора. В результате затяжки гаек обжимается фланец резинового баллона и тем самым герметизируется полость между баллонами и колпаком. Для выпуска сжатого воздуха или газа в верхней части колпака имеются пробки 13. Каждый корпус колпака имеет вентиль 1, к которому подсоединяется приспособление для контроля давления газа в газовой полости колпаков. При помощи этого же приспособления колпаки заполняются газом. Колпачок 6 снимают и на резьбовой конец патрубка навинчивают накидную гайку шланга высокого давления 7, второй конец которого присоединяют к баллону со сжатым газом. До заполнения газом пневмокомпенсатора отвинчивают пробку 13 и заливают в газовую полость колпа-

ков по $100-150 \text{ см}^3$ воды. Наличие воды обеспечивает более надежную герметизацию в тазовой полости колпаков.

К корпусу блока пневмокомпенсатора крепится предохранительный клапан, проходное отверстие в котором закрыто мембраной 8. Мембрана изготавливается из латуни марки Л62М. Толщина ее равна $0,8-0,1 \text{ мм}$. На мембрану 8 опирается сменное кольцо 9, которое прижимается к ней при помощи трубы 10 и гайки 12. Герметичность соединения мембраны с фланцем осуществляется с помощью резинового кольца 11.

Завод-изготовитель поставляет комплект сменных колец 9, которые отличаются размерами внутреннего диаметра. Каждой сменной цилиндрической втулке, а следовательно, и рабочему давлению соответствует определенное сменное кольцо 9. Кольца маркированы. Маркировка указывает рабочее давление. С повышением давления бурового промывочного раствора сверх допустимого мембрана 8 срезается по контуру внутреннего диаметра кольца, при этом раствор сливается при помощи трубы 10 в емкость.

Диафрагменный компенсатор (рис. 16.14), широко используемый в отечественной и зарубежной практике бурения, состоит из толстостенного сферического корпуса 9, крышки 5, штуцера 2 и эластичной диафрагмы 7. Корпус изготавливается из стального литья и после механической обработки имеет гладкую внутреннюю поверхность. Для такелажирования при монтаже и ремонте корпус снабжается проушинами. При одинаковой энергоемкости сферическая форма его по сравнению с цилиндрической придает пневмокомпенсатору компактность, при этом масса его меньше.

Диафрагма 7, отделяющая верхнюю газовую полость от жидкости, поступающей через штуцер, имеет сферическую форму с горловиной, уплотняемой в проточках корпуса и крышки 5. Крышка затягивается шпильками, ввинченными в корпус. Диафрагма изготавливается из прорезиненной ткани и при полной разрядке пневмокомпенсатора плавно прилегает к внутренней его поверхности. Образование складок и деформирование диафрагмы при этом нежелательны вследствие возможной потери эластичности, особенно в условиях низкой температуры.

Отверстие Б пневмокомпенсатора перекрывается конусным утолщением диафрагмы. Металлическая шайба 8 и диск 6 из прорезиненной ткани устраняют возможность выдавливания диафрагмы в отверстие штуцера 2 и способствуют плотному прилеганию конуса диафрагмы к штуцеру при вытеснении жидкости из пневмокомпенсатора во время остановок насоса. На крышке установлен угловой вентиль 3 для зарядки пневмокомпенсатора сжатым газом. Пневмокомпенсаторы заряжаются воздухом, нагнетаемым компрессором высокого давления либо азотом, доставляемым в баллонах.

Давление газа контролируется манометром 4, снабженным вентиляем. Манометр включается с помощью вентиля перед пуском насоса для контроля начального давления в пневмокамере. При работе насоса вентиль закрывается, поэтому манометр предохраняется от преждевременных поломок, вызываемых пульсацией давления в пневмокамере. Из насоса жидкость поступает в пневмокомпенсатор через штуцер 2, затягиваемый шпильками 10, которые одновременно служат для крепления пневмокомпенсатора к фланцу 1 нагнетательного коллектора насоса.

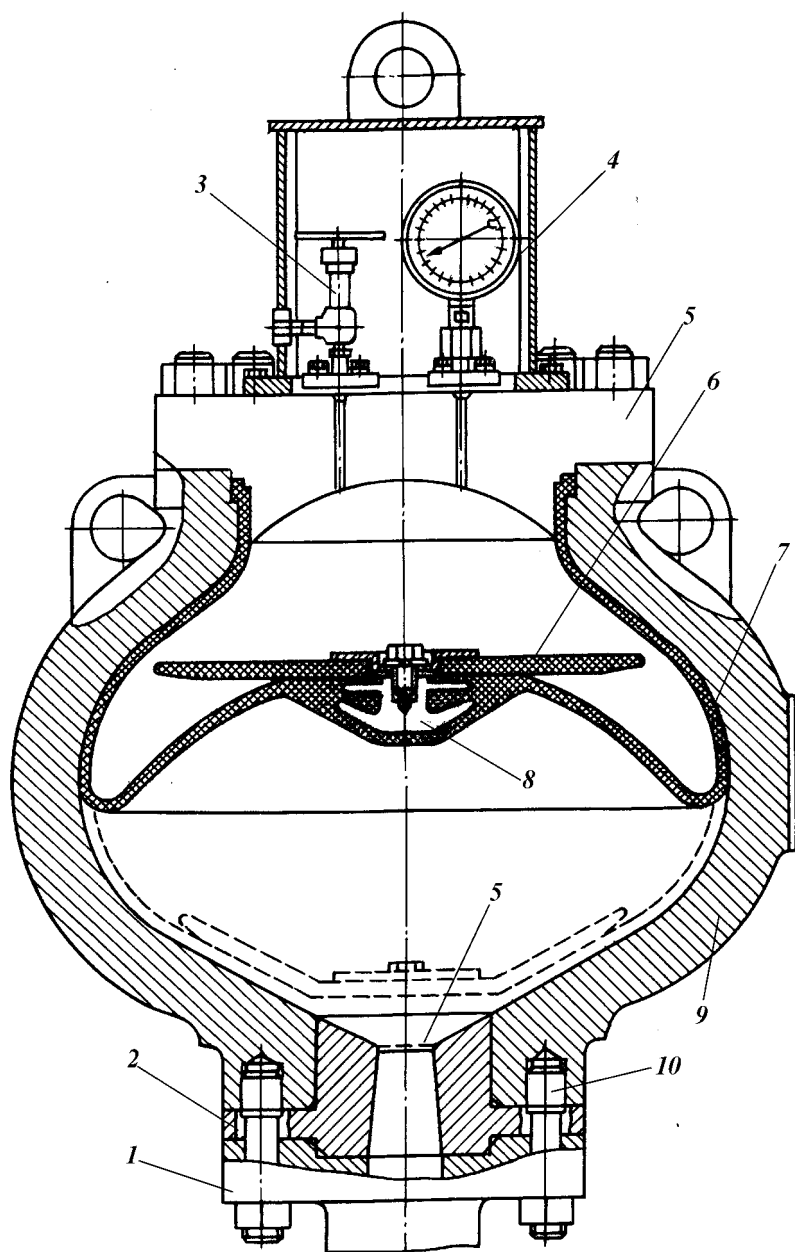


Рис. 16.14. Сферический компенсатор

Долговечность диафрагмы зависит от объемов газа и жидкости при работе насоса, определяемых отношением начального и рабочего давлений в пневмокомпенсаторе. При сравнительно небольшом начальном давлении плоскость перегиба под действием рабочего давления смещается к верхним сечениям корпуса, имеющим по сравнению со средним сечением меньшую площадь. В результате этого увеличиваются изгиб и амплитуда напряжений

в деформированных сечениях диафрагмы, вызывающие снижение срока ее службы. При большом начальном давлении плоскость перегиба смещается вниз и возникает опасность повреждения диафрагмы от ударов о днище корпуса.

ТРЕХЦИЛИНДРОВЫЕ БУРОВЫЕ НАСОСЫ ОДНОСТОРОННЕГО ДЕЙСТВИЯ

За последние годы при бурении нефтяных и газовых скважин все более широко применяют трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия, кинематическая схема которых приведена на рис. 16.15. Трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия по сравнению с двухцилиндровыми насосами двустороннего действия имеют ряд преимуществ. По мере увеличения глубины бурящихся скважин повышается давление нагнетания.

Для бурения скважин глубиной 7–15 тыс. м необходимы буровые насосы сверхвысокого давления, развивающие давление более 30,0 МПа. С ростом давления нагнетания повышается нагрузка на шток, что приводит к увеличению диаметра штока с уменьшением диаметра поршня, при этом снижается объем рабочих камер цилиндров со стороны привода буровых насосов типа «Дуплекс». Последнее увеличивает пульсацию да-

Трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия обеспечивают более равномерную подачу. В сочетании с пневмокомпенсатором эти насосы могут обеспечить практически необходимую равномерность подачи и давления в напорном трубопроводе.

Поршневые насосы одностороннего действия характеризуются повышенной частотой и укороченной длиной хода поршней. Вследствие этого

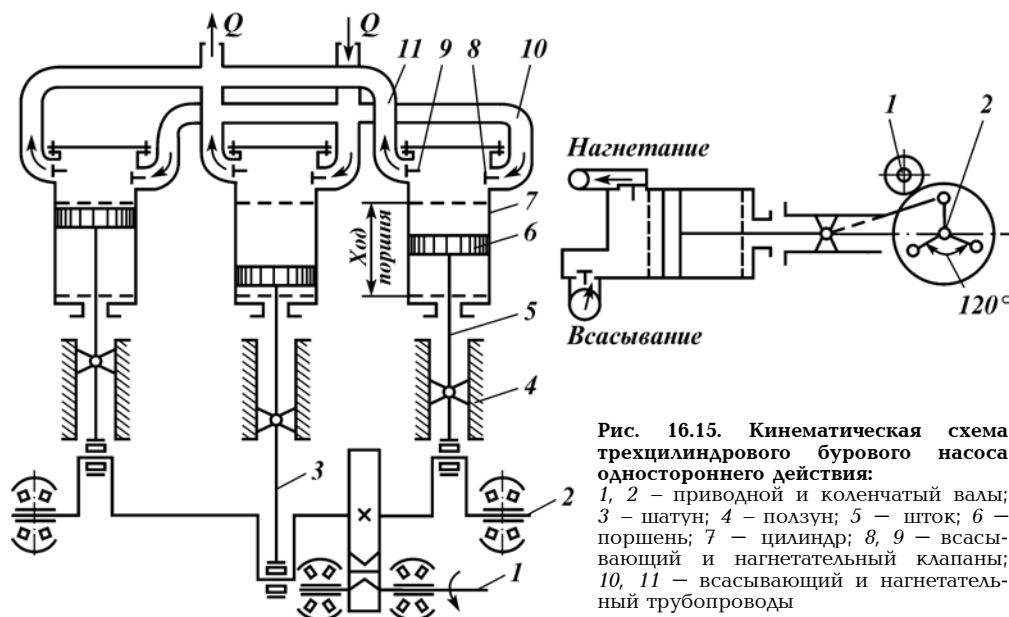


Рис. 16.15. Кинематическая схема трехцилиндрового бурового насоса одностороннего действия:
1, 2 – приводной и коленчатый валы; 3 – шатун; 4 – ползун; 5 – шток; 6 – поршень; 7 – цилиндр; 8, 9 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 10, 11 – всасывающий и нагнетательный трубопроводы

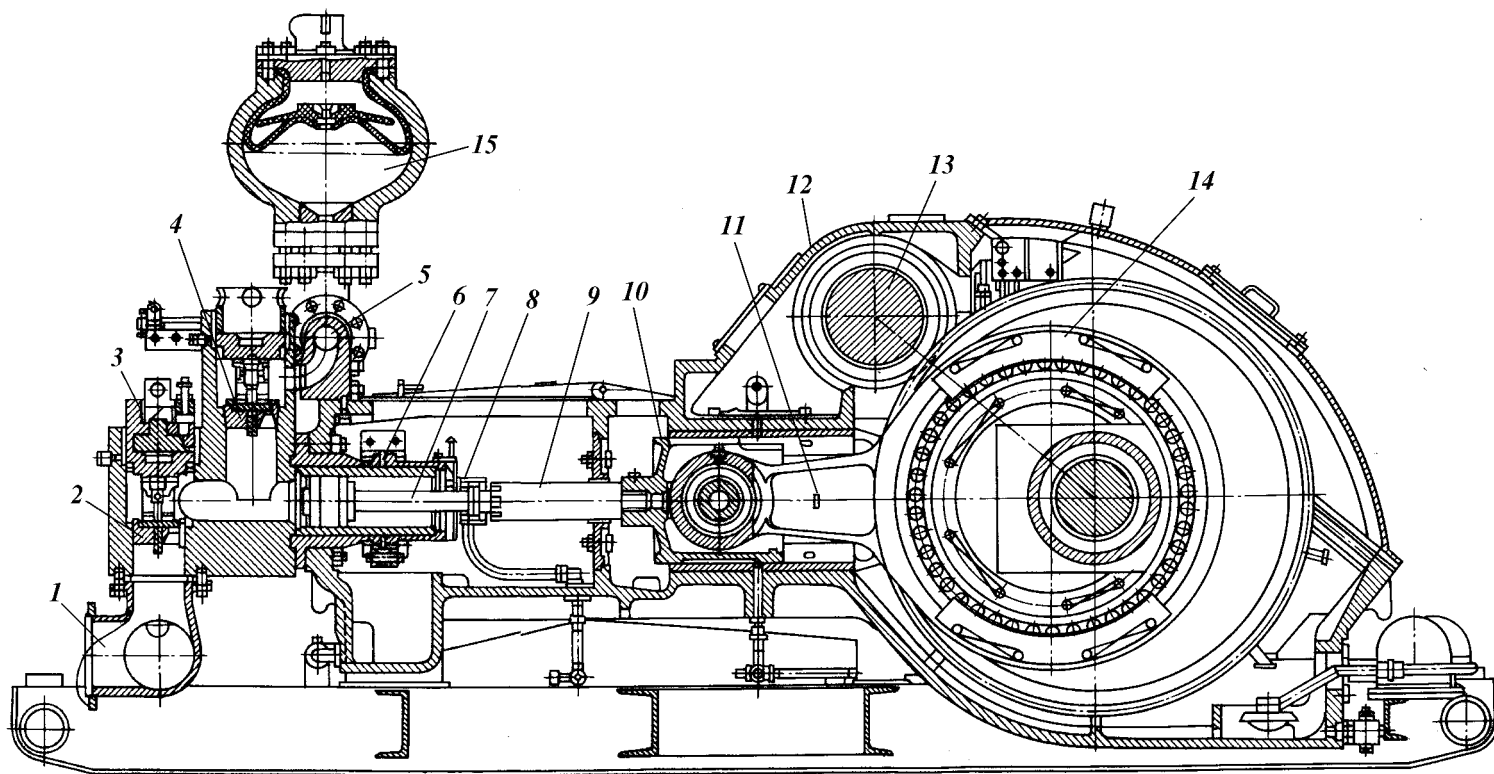


Рис. 16.16. Буровой поршневой насос одностороннего действия:

1 – всасывающий коллектор; 2, 4 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 3 – крышка клапанной коробки; 5 – нагнетательный коллектор; 6 – цилиндрическая втулка; 7 – шток; 8 – быстросъемный хомут; 9 – контршток; 10 – ползун; 11 – шатун; 12 – станина насоса; 13 – трансмиссионный вал; 14 – коренной вал; 15 – компенсатор

уменьшаются их габариты и масса по сравнению с двухпоршневыми насосами двустороннего действия. К другим преимуществам насосов одностороннего действия следует отнести отсутствие уплотнений штока, снижение необходимой степени редукции зубчатой передачи, сокращение числа клапанов насоса и манжет поршня.

Трехпоршневой буровой насос одностороннего действия (рис. 16.16) отличается от двухпоршневого насоса одностороннего действия конструкцией одноименных узлов и деталей.

Трансмиссионный вал 7 (рис. 16.17) устанавливается на спаренных конических подшипниках 6, предназначенных для работы при особо тяжелых нагрузках. Коренной вал состоит из трех литых эксцентриков 2, 10 и 13, которые жестко связаны с прямым валом 5, вращающимся на подшипниках 4, установленных в стакане 3. Равномерное угловое смещение эксцентриков способствует их взаимному уравниванию и устраняет вредное влияние дисбаланса на работу коренных подшипников вала.

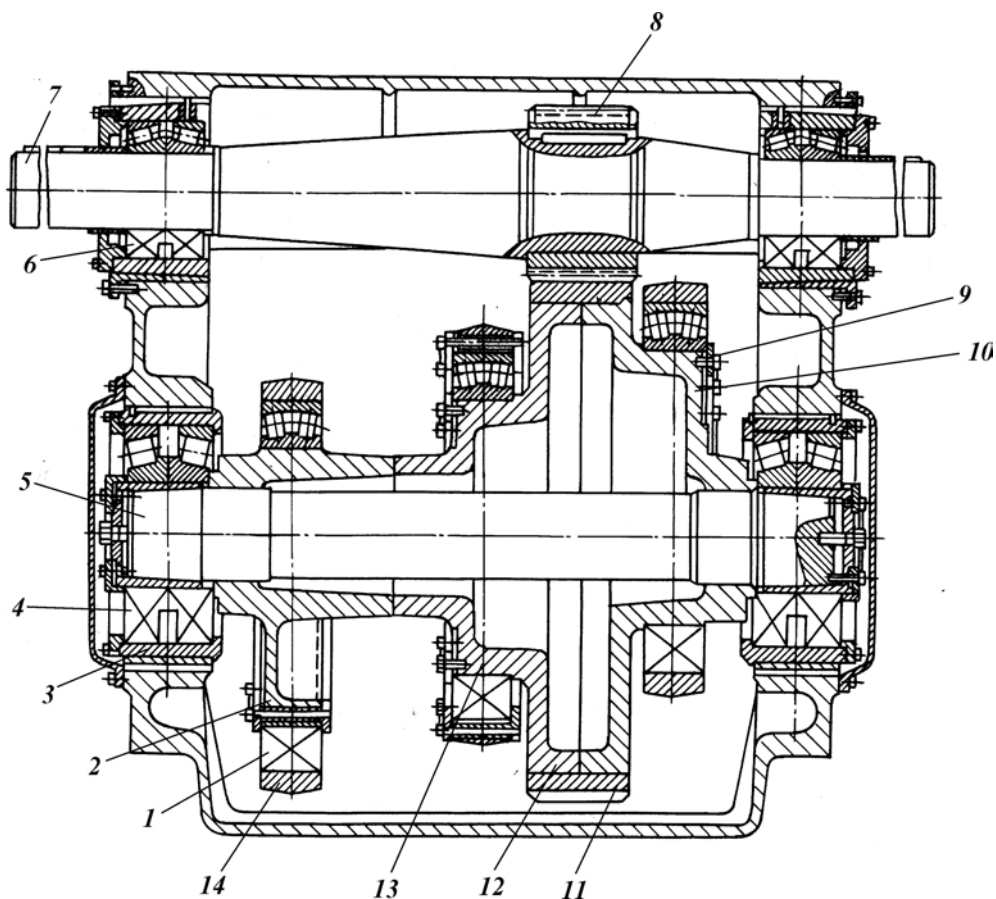


Рис. 16.17. Трансмиссионная часть трехпоршневого бурового насоса

Вращение коренному валу передается цилиндрической зубчатой передачей, состоящей из шестерни 8 и зубчатого венца 11 с косыми либо шевронными зубьями, закрепленного на литом ободе 12. Зубчатая передача смещена относительно продольной оси насоса и располагается между средним 13 и крайним 10 эксцентриками. Мотылевые шейки шатунов 14 соединяются с эксцентриками посредством роликовых подшипников 1, закрепленных кольцевыми секторами 9.

Малая шейка шатуна с валиком ползуна соединяется игольчатым подшипником. Благодаря меньшей длине хода поршня диаметр эксцентриков и длина шатуна насосов одностороннего действия меньше, чем у насосов двустороннего действия. Подвижные детали и узлы приводного блока смазываются с помощью масляного насоса и окунанием в масляную ванну.

Гидрокоробки насосов одностороннего действия различаются взаимным расположением всасывающего 1 и нагнетательного 2 клапанов. Несосное расположение клапанов (рис. 16.18, а) обеспечивает удобство смены всасывающего клапана, но при этом увеличивается объем мертвого пространства рабочей камеры насоса, занимаемый жидкостью в конце хода нагнетания. При соосном расположении клапанов (рис. 16.18, б) объем мертвого пространства уменьшается, однако затрудняется смена всасывающего клапана.

Подобно насосам двустороннего действия гидрокоробки крепятся к станине насоса и связаны между собой приемным 6 и нагнетательным 3 коллекторами. Цилиндровые втулки 4 насосов одностороннего действия отличаются меньшей длиной и массой и имеют гладкую наружную поверхность (см. рис. 16.18, а) либо снабжены наружным кольцевым буртиком (см. рис. 16.18, б). Значительная часть цилиндровой втулки выносится из гидрокоробки в сторону приводного блока. В результате этого уменьшаются габариты гидрокоробок и длина штока. Простая конструкция узлов крепления и уплотнения цилиндрических втулок способствует сокращению продолжительности ремонтных работ, связанных с их заменой. Одностороннее действие насоса позволяет упростить конструкцию поршня 5.

ВНИИнефтемашем разработан поршень (рис. 16.19) для насосов одностороннего действия, который состоит из стального сердечника 1, шайбы 3 и привулканизованных к сердечнику наружной уплотняющей манжеты 4 и внутреннего уплотнения 2, герметизирующего неподвижный цилиндрический стык между поршнем и штоком. Поверхность манжеты 4 имеет дугообразные выступы, которые способствуют проникновению смазочно-охлаждающей жидкости в зону контакта манжеты с цилиндровой втулкой при всасывании. Под давлением нагнетания манжета уплотняется и в образовавшихся на ее поверхности впадинах удерживается часть смазки. В результате этого снижается износ поршня и цилиндровой втулки. При остановках выступы на поверхности противодействуют прилипанию манжеты к рабочей поверхности цилиндра, нагреваемой в процессе работы насоса. Шайба 3 сохраняет прочность соединения манжеты с сердечником при нагреве от трения цилиндропоршневой пары.

Данные промысловых наблюдений показывают, что долговечность и ремонтпригодность трехпоршневых буровых насосов выше, чем двухпоршневых.

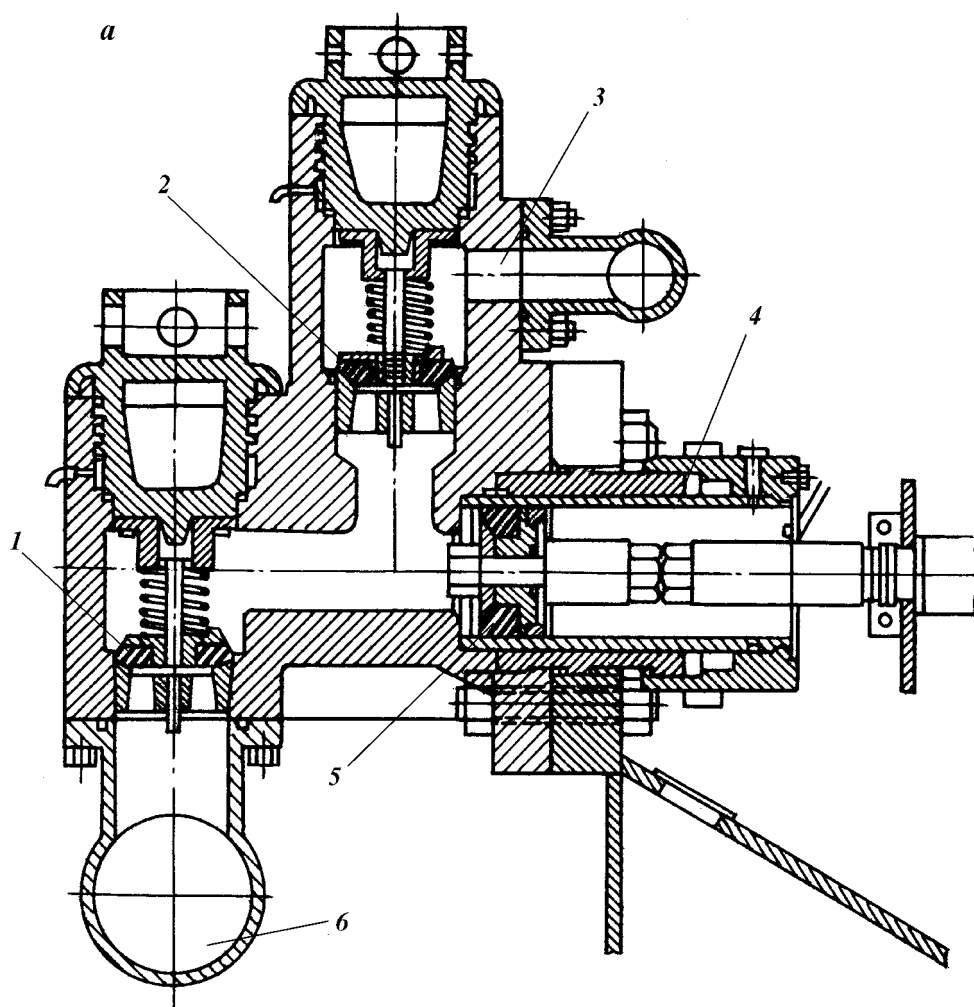
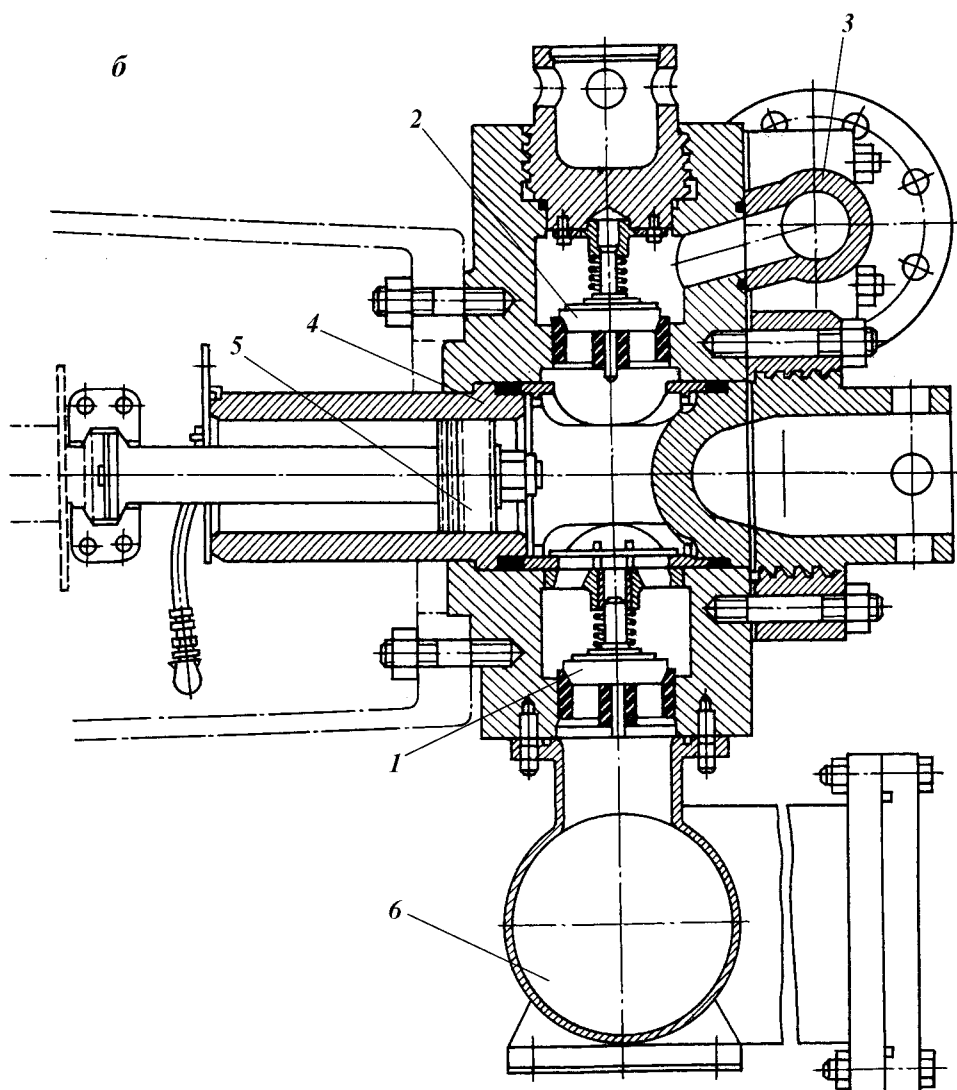


Рис. 16.18. Гидравлическая часть насоса одностороннего действия с различными гидравлическими коробками

БУРОВЫЕ НАСОСЫ ОАО «УРАЛМАШЗАВОД» И ВЗБТ

Завод «Уралмаш» выпускает буровые насосы двух типов: двухпоршневой насос двустороннего действия — дуплекс УНБ-600А и трехпоршневые насосы одностороннего действия — триплексы УНБТ-950А, УНБТ-1180А1 и УНБТ-750. Характеристики этих насосов приведены в табл. 16.1 — 16.4.

ВЗБТ выпускает трехпоршневые насосы одностороннего действия НБТ-475, НБТ-600-1 и НБТ-235, которые характеризуются оптимальными параметрами и конструкцией кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением механической и гидравлической частей, оборудованы пневматическими компенсаторами на входе и выходе и системой смазки трущихся частей (табл. 16.5, 16.6).



Возможно различное исполнение насосов с правым (левым) расположением шкива, компенсатора, фланца нагнетательной линии и звездочкой для цепного привода вместо клиноременного.

Шифр насосов следует читать так: УНБ-600А — уралмашевский насос буровой мощностью 600 кВт; УНБТ-950А — уралмашевский насос буровой трехпоршневой мощностью 950 кВт.

Эти насосы характеризуются оптимальными параметрами кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением гидравлической и механической частей, оборудованы компенсаторами на входе и выходе, системой смазки трудящихся частей, консольно-поворотными кранами для облегчения работ по замене сменных деталей и узлов гидравлической части, а также автоматическими предохранительными клапанами.

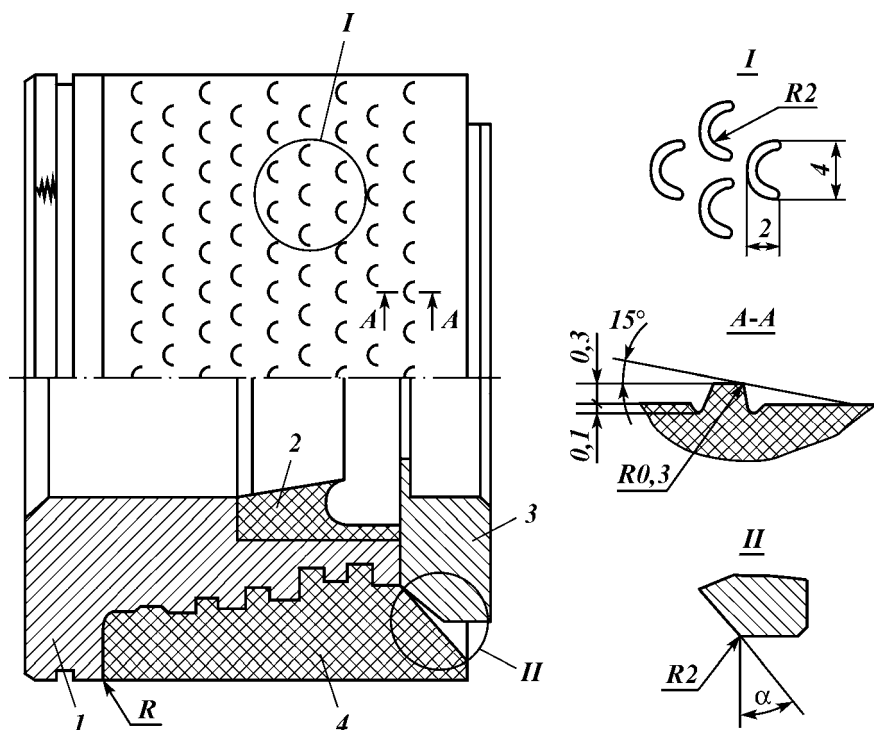


Рис. 16.19. Поршень трехпоршневого бурового насоса одностороннего действия

Таблица 16.1

Техническая характеристика буровых насосов ОАО «Уралмашзавод»

Показатель	УНБ-600А	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБТ-750
Мощность насоса, кВт	600	950/1180	750
Число цилиндров	2	3	3
Максимальное число ходов поршня в минуту	65	125	160
Максимальная частота вращения входного вала, об/мин	320	556	687
Длина хода поршня, мм	400	290	250
Максимальное давление на выходе, МПа	25	32	35
Максимальная идеальная подача, л/с	51,9	46	50,7
Размер клапана по стандарту АНИ	№ 9	№ 7	№ 7
Тип зубчатой передачи	Косозубая	Шевронная	4,307
Передаточное число редуктора	4,92	4,448	
Гидравлический блок	Литой	Кованный	
Диаметр условного прохода, мм:			
входного коллектора	275	250	250
выходного коллектора	109	100	100
Габариты базовой модели, мм:			
длина	5100	5390	5030
высота	1877	2204	2057
ширина	2626	2757	2530
Масса базовой модели, кг	22 985	22 800/22 810	17 180
Диаметр шкива, мм	1400, 1700, 1800	1000/710	818
Тип пневмокомпенсатора на выходе		Сферический	

Продолжение табл. 16.1

Показатель	УНБ-600А	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБТ-750
Высота насоса с краном, мм	3976	3620	3684
Ширина насоса со шкивом, мм	3016	3205	2961
Масса насоса с компенсатором, шкивом и краном, кг	25 500—26 310	24 468—24 475	18 560
Примечание. Параметры базовой модели приведены без шкива, компенсатора и консольно-поворотного крана.			

Таблица 16.2

Краткая техническая характеристика буровых насосов УНБТ-950А и УНБТ-1180А1

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)		Идеальная подача, л/с, при частоте ходов поршня в минуту							
	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1	125	115	100	85	75	50	25	1
180	19,0 (190)	23,5 (235)	46,0	42,3	36,8	31,3	27,6	18,4	9,2	0,368
170	21,0 (210)	26,5 (265)	41,0	37,7	32,8	27,9	24,6	16,4	8,2	0,328
160	24,0 (240)	30,0 (300)	36,4	33,5	29,12	34,7	21,84	14,56	7,28	0,2911
150	27,5 (275)	32,0 (320)	31,9	29,3	25,52	21,7	19,14	12,76	6,38	0,255
140	32,0 (320)	32,0 (320)	27,8	25,5	22,24	18,9	16,68	11,12	5,56	0,222

Таблица 16.3

Краткая техническая характеристика бурового насоса УНБ-600А

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)	Идеальная подача, л/с, при частоте ходов поршня в минуту							
		65	60	50	40	30	20	10	1
200	10,0 (100)	51,9	47,9	39,9	31,9	23,9	16,9	8,0	0,798
190	11,5 (115)	45,7	42,2	35,2	27,7	21,1	14,1	7,0	0,703
180	12,5 (125)	42,0	38,8	32,3	25,8	19,4	12,9	6,5	0,646
170	14,5 (145)	36,0	33,2	27,7	22,2	16,6	11,0	5,5	0,554
160	16,5 (165)	31,5	29,1	24,2	18,4	14,4	9,7	4,8	0,485
150	19,0 (190)	27,5	25,4	21,2	16,9	12,7	8,6	4,3	0,429
140	22,5 (225)	23,3	21,5	17,9	14,3	10,7	7,2	3,6	0,358
130	25,0 (250)	19,7	18,9	15,2	12,1	9,1	6,1	3,0	0,303

Таблица 16.4

Краткая техническая характеристика бурового насоса УНБТ-750

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)	Идеальная подача, л/с, при частоте ходов поршня в минуту							
		160	140	125	115	100	75	50	1
180	13,5 (135)	50,7	44,4	39,6	36,5	31,7	23,8	15,85	0,317
170	15,2 (152)	45,2	39,5	35,3	32,4	28,2	21,2	14,1	0,282
160	17,1 (171)	40,2	35,1	31,4	28,8	25,1	18,8	12,5	0,251
150	19,6 (196)	35,2	30,8	27,5	25,3	22,0	16,5	11,0	0,220
140	22,4 (224)	30,7	25,2	23,7	21,8	19,0	14,2	9,5	0,19
130	26,0 (260)	26,5	23,2	20,7	19,1	16,6	12,4	8,3	0,166
120	35,0 (350)	22,0	19,2	17,1	15,7	13,7	10,3	6,85	0,137

Таблица 16.5

Техническая характеристика буровых насосов ВЗБТ

Показатель	НБТ-475	НБТ-600-1	НБТ-235
Мощность, кВт	475	600	235
Число цилиндров	3	3	3
Номинальное число ходов поршня в минуту	145	145	160
Частота вращения входного вала, об/мин	457	453	1454
Длина хода поршня, мм	250	250	160
Максимальное давление на выходе, МПа	25	25	25, 40 кр.
Максимальная идеальная подача, л/с	45,65	45,6	26,74
Диаметр клапана, мм	156	156	120
Тип зубчатой передачи		Косозубая	
Передаточное число редуктора	3,152	3,125	9,09
Гидравлический блок		Кованный	
Диаметр условного прохода, мм:			
выходного коллектора	95		60
входного коллектора	205		156
Габариты базовой модели, мм:			
длина	4560		2000
высота	1768		1290
ширина	2180		1667
Масса базовой модели, кг	14 500		3883
Диаметр шкива, мм	1120		—
Компенсатор на выходе		Сферический	
Ширина насоса со шкивом, мм	2605		—
Масса насоса со шкивом и компенсатором, кг	16 520		4271

Примечание. Параметры базовой модели даны без шкива и компенсатора.

Таблица 16.6

Краткая техническая характеристика буровых насосов НБТ-475, НБТ-600-1 и НБТ-235

Насос	Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, л/с
НБТ-600-1	180	11,2 (112)	45,57
	170	12,6 (126)	40,55
	160	14,2 (142)	35,80
	150	16,1 (161)	31,34
	140	18,6 (186)	27,14
	130	21,7 (217)	23,21
	120	25,0 (250)	19,54
НБТ-475	180	9,2 (92)	45,67
	170	10,3 (103)	40,66
	160	11,6 (116)	35,92
	150	13,2 (132)	31,46
	140	14,1 (141)	27,28
	130	17,7 (176)	23,37
	120	20,8 (208)	19,72
НБТ-235	110	25,0 (250)	16,33
	160	7,5 (75)	25,74
	140	9,8 (98)	19,70
	120	13,3 (133)	14,42
	100	25,0 (250)	10,05
	80	40 (400)	6,43

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАСОСОВ

Подачу, давление и полезную мощность буровых насосов выбирают на основе требований, предъявляемых технологией промывки скважин. Исходной является объемная подача, от которой зависят эффективность роторного бурения и нормальная работа забойных двигателей. Установлено, что для эффективной очистки скважины и выноса шлама, а также нормальной работы забойных гидравлических двигателей скорость восходящего потока бурового раствора (в м/с), как правило, должна соответствовать значениям, приведенным ниже.

Способ бурения.....	Забойными двигателями	Роторный
Интервал бурения:		
под кондуктор	0,3–0,4	0,2–0,3
под промежуточную и эксплуатационную колонну.....	0,5–0,8/0,6–1,0	0,4–0,6/0,5–0,8

Примечание. В знаменателе приведена скорость при промывке водой.

Дальнейшее увеличение скорости восходящего потока сопровождается неоправданным ростом давления насосов и возможным снижением механической скорости бурения. При опасностях образования сальников и осыпания горных пород скорость восходящего потока в осложненных зонах ствола скважины повышается до 1,2–1,4 м/с.

Подача насоса определяется по выбранной скорости восходящего потока промывочного раствора (в м³/с):

$$Q = F_{з.п} v_{ж}; \quad (16.1)$$

$$F_{з.п} = \frac{\pi}{4} (D_A^2 - d_{бт}^2),$$

где $F_{з.п}$ — площадь затрубного пространства, м²; $v_{ж}$ — скорость восходящего потока жидкости, м/с; D_A — диаметр долота, м.

Ряд авторов рекомендует определять подачу промывочной жидкости по условию:

$$Q = q_{yA} F_{заб}; \quad (16.2)$$

$$F_{заб} = \pi D_A^2 / 4,$$

где q_{yA} — удельная подача, л/(с·дм²); $F_{заб}$ — площадь забоя, дм².

Удельная подача, характеризующая интенсивность промывки, выбирается согласно опытным данным. Для долот диаметрами 191 мм и 269–295 мм удельная подача принимается равной соответственно 7–8 и 6,5–7 л/(с·дм²). Рассматриваемые нормы несколько ниже ранее принятых. Это обусловлено более совершенной конструкцией современных долот. Результаты расчета необходимой подачи по формулам (16.1) и (16.2) в некоторых случаях не совпадают вследствие различных сочетаний возможных размеров труб и долот. Тогда подачу выбирают по большему расчетному значению. При бурении гидравлическими забойными двигателями значение подачи уточняется согласно требованиям и рабочей характеристике используемого турбобура либо объемного винтового двигателя.

Давление на выходе из насоса зависит от потерь давления на преодоление гидравлических сопротивлений в манифольде, бурильной колонне и затрубном кольцевом пространстве, возникающих при промывке скважин.

Гидравлические сопротивления подразделяются на линейные, обусловленные силами трения движущихся частиц жидкости, и местные, обусловленные изменениями величины и направления скорости потока. Колонна труб и кольцевое затрубное пространство условно принимаются равнопроходными, а гидравлические сопротивления в них относят к линейным. К местным гидравлическим сопротивлениям относят потери давления в замковых соединениях бурильных труб, промывочных отверстиях долота, проточных каналах забойных двигателей.

Полная потеря давления определяется арифметической суммой линейных и местных потерь давления в системе циркуляции промывочной жидкости:

$$p = p_m + p_{бт} + p_{убт} + p_z + p_d + p_{з,д} + p_{к,п}, \quad (16.3)$$

где p — давление промывочной жидкости на выходе из насоса; p_m , $p_{бт}$, $p_{убт}$, p_z , p_d , $p_{з,д}$ и $p_{к,п}$ — потери давления соответственно в манифольде, бурильных трубах, УБТ, замковых соединениях, долоте, забойном двигателе и кольцевом пространстве.

Разностью статических давлений в практических расчетах пренебрегают из-за незначительной разницы плотностей жидкости в бурильной колонне и затрубном пространстве.

Потери давления на гидравлические сопротивления в трубах принято определять по формуле Дарси — Вейсбаха (в Па):

$$p = \lambda \rho \frac{lv^2}{2d}, \quad (16.4)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; ρ — плотность жидкости, кг/м³; l — длина труб, м; d — внутренний диаметр труб, м; v — средняя скорость течения жидкости, м/с.

Гидравлические сопротивления пропорциональны квадрату средней скорости течения жидкости. Поэтому закон сопротивления, устанавливаемый формулой Дарси — Вейсбаха, принято называть законом квадратичного сопротивления. Средняя скорость жидкости в трубах

$$v = 4Q/\pi d^2,$$

где Q — расход жидкости, м³/с.

Полезная мощность, сообщаемая буровыми насосами подаваемой жидкости, выражается обычно в киловаттах и определяется зависимостью

$$N_{п} = 10^{-3} Qp, \quad (16.5)$$

где Q — подача насоса, м³/с; p — давление насоса, Па.

Мощность, потребляемая насосом, суммируется из полезной мощности и мощности, затрачиваемой на гидравлические, объемные и механические потери в собственно насосе. Отношение полезной мощности к мощности насоса определяет КПД насоса:

$$\eta = N_{п}/N.$$

Для дальнейшего анализа рассматриваемую формулу удобно представить в следующем виде:

$$\eta = \frac{N_{п}}{N_{ин}} \frac{N_{ин}}{N} = \eta_{ин} \eta_m, \quad (16.6)$$

где η — КПД насоса; $N_{п}$ — полезная мощность насоса; N — мощность на-

соса; $N_{\text{ин}}$ — индикаторная мощность насоса; $\eta_{\text{ин}}$ — индикаторный КПД насоса; $\eta_{\text{м}}$ — механический КПД насоса.

Индикаторный КПД насоса учитывает гидравлические и объемные потери в насосе:

$$\eta_{\text{ин}} = \frac{pQ}{(p + \Delta p)(Q + \Delta Q)} = \frac{pQ}{(p + \Delta p)Q} \cdot \frac{pQ}{(Q + \Delta Q)p} = \eta_{\text{г}} \eta_{\text{о}}, \quad (16.7)$$

где p — давление на выходе насоса; Q — подача насоса; Δp — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в насосе; ΔQ — потери подачи из-за утечек в насосе; $\eta_{\text{г}}$ — гидравлический КПД насоса, равный отношению полезной мощности к мощности, затраченной на преодоление гидравлических сопротивлений в насосе; $\eta_{\text{о}}$ — объемный КПД насоса, равный отношению полезной мощности насоса к сумме полезной мощности и мощности, потерянной с утечками.

Подставляя значение индикаторного КПД в формулу (16.6), получают

$$\eta = \eta_{\text{г}} \eta_{\text{о}} \eta_{\text{м}}.$$

16.2. МАНИФОЛЬД

Манифольдом или линией нагнетания называется участок трубопровода между буровым насосом и вертлюгом, по которому буровой раствор подается в бурильную колонну. Буровые насосы, входящие в комплект циркуляционной системы, имеют индивидуальные всасывающие линии и общий манифольд. Реже, при небольшом удалении от оси скважины, буровые насосы снабжаются индивидуальными манифольдами.

Манифольд (рис. 16.20) состоит из трубной обвязки 6 буровых насосов, трубной обвязки 8 вышечного блока, трубопровода 7, соединяющего обвязки в насосном и вышечном блоках, вспомогательного трубопровода 1 и пультов управления 4. Трубная обвязка насосов предназначена для подачи бурового раствора по отводам 2 насосов к распределителю с дроссельно-запорными устройствами 5. Отводы включают набор трубных секций и переходных колен, необходимых для соединения нагнетательного патрубка насоса с распределителем. На отводах устанавливают задвижки для слива бурового раствора, а также манометры с предохранительным устройством. Задвижки 3 распределителя служат для подачи бурового раствора в скважину либо в перемешивающие и очистные устройства циркуляционной системы.

Трубная обвязка 8 вышечного блока состоит из стояка и распределительно-запорного устройства, позволяющего подавать буровой раствор в вертлюг либо в превентор, а также откачивать его от цементировочного агрегата. Стояк представляет собой набор трубных секций с линзовыми соединениями (рис. 16.21). К стояку крепится изогнутое колено для присоединения бурового рукава, по которому раствор подается в вертлюг.

Для плавного перевода бурового насоса с холостого режима работы на рабочий применяют дроссельно-запорное устройство (рис. 16.22), которое приводится в действие сжатым воздухом, поступающим от компрессорной станции буровой установки. Управление этим устройством осуществляется четырехклапанным краном, установленным на пульте управления.

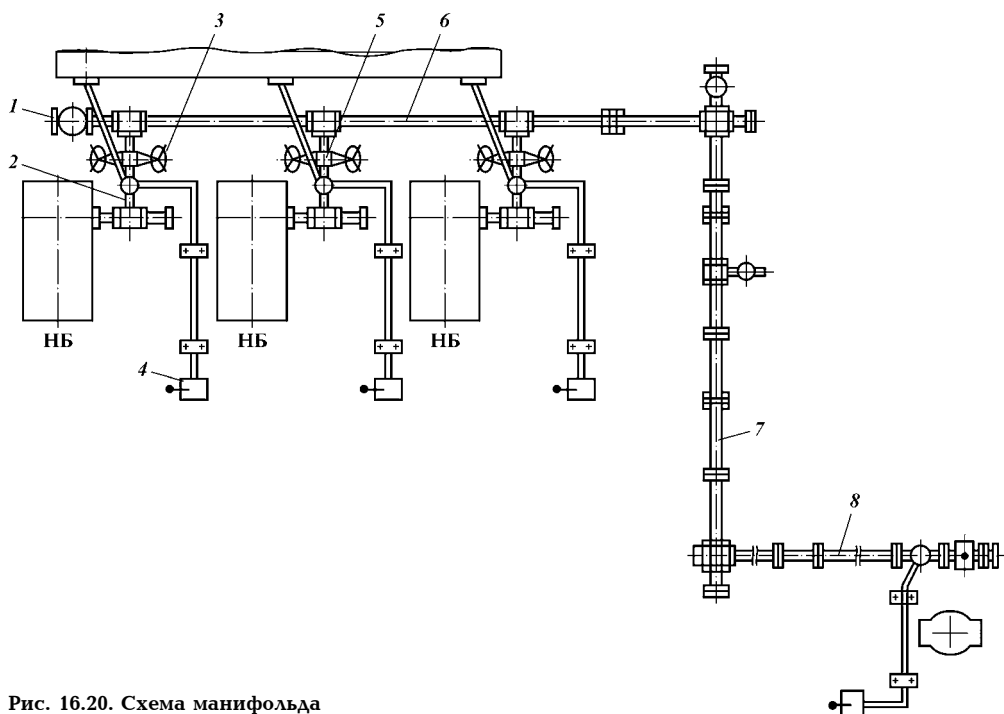


Рис. 16.20. Схема манифольда

Трубные секции манифольда соединяются при помощи быстроразъемных замковых соединений (рис. 16.23). Между отдельными блоками буровой установки трубы манифольда соединяются монтажными компенсаторами (рис. 16.24), обеспечивающими угловое смещение соединяемых труб на 10° и линейное их смещение до 200 мм. Манифольд крепится к основанию буровой установки и вышке при помощи хомутовых соединений. В технической характеристике манифольдов указаны рабочее пробное давление, диаметр и толщина стенок труб, а также его масса. Манифольды изготавливают с рабочим давлением 20, 25, 32 и 40 МПа в зави-

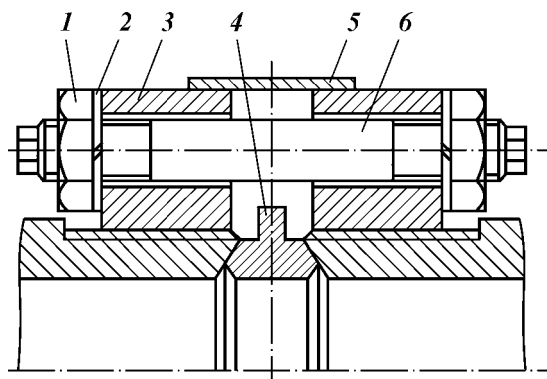


Рис. 16.21. Линзовые соединения:
1 – гайка; 2 – шайба; 3 – фланец; 4 – линза; 5 – кожух; 6 – шпилька

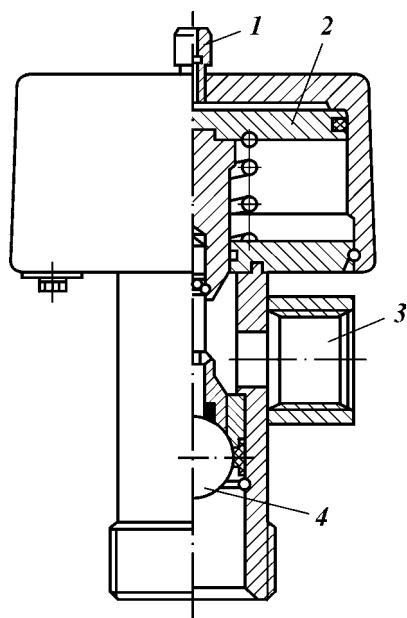


Рис. 16.22. Дроссельно-запорное устройство:
 1 – штуцер для подвода сжатого воздуха; 2 – пневматический цилиндр с поршнем; 3 – выкид для раствора; 4 – шаровой клапан

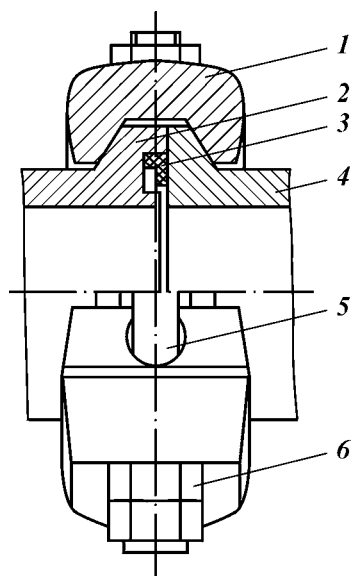


Рис. 16.23. Быстроразъемное замковое соединение:
 1 – полухомут; 2, 4 – патрубки; 3 – армированная манжета; 5 – шпилька; 6 – гайка

симости от класса буровой установки; значения пробного давления составляют соответственно 30, 38, 48 и 60 МПа. Диаметры проходного отверстия труб, используемых в манифольдах, составляют 80, 100 и 125 мм.

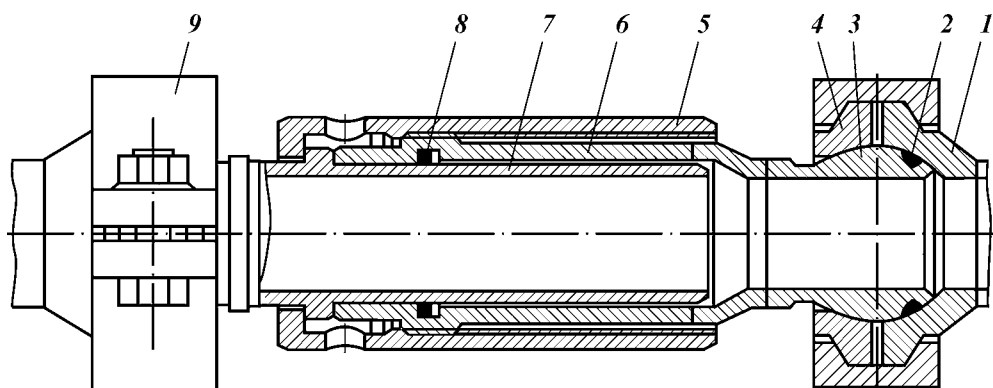


Рис. 6.24. Монтажный компенсатор:
 1 – седло; 2 – уплотнение; 3 – шар; 4 – кольцо; 5 – коронка; 6 – цилиндр; 7 – втулка; 8 – манжета; 9 – накидной замок

16.3. ВЕРТЛЮГ

Вертлюг, являясь верхней опорой для бурового инструмента, предназначен для подвода бурового раствора во вращающуюся бурильную колонну. В процессе бурения вертлюг подвешивается к автоматическому элеватору либо к крюку талевого механизма и посредством гибкого бурового шланга соединяется со стояком напорного трубопровода буровых насосов. При этом ведущая труба бурильной колонны соединяется с помощью резьбы с вращающимся стволом вертлюга, снабженным проходным отверстием для бурового раствора. Во время спускоподъемных операций вертлюг с ведущей трубой и гибким шлангом отводится в шурф и отсоединяется от талевого блока. При бурении забойными двигателями вертлюг используется для периодических проворачиваний бурильной колонны с целью предотвращения прихватов.

В процессе эксплуатации вертлюг испытывает статические осевые нагрузки от действия веса бурильной колонны и динамические нагрузки, создаваемые продольными колебаниями долота и пульсацией промывочной жидкости. Детали вертлюга, контактирующие с раствором, подвергаются абразивному износу. Износостойкость трущихся деталей вертлюга снижается в результате нагрева при трении.

К вертлюгам предъявляются следующие основные требования: поперечные габариты не должны препятствовать его свободному перемещению внутри вышки при наращивании бурильной колонны и спускоподъемных операциях;

быстроизнашиваемые узлы и детали должны быть удобными для быстрой замены в промысловых условиях;

подвод и распределение масла должны обеспечить эффективную смазку и охлаждение трущихся деталей вертлюга;

устройство для соединения с талевым блоком должно быть надежным и удобным для быстрого отвода и выноса вертлюга из шурфа.

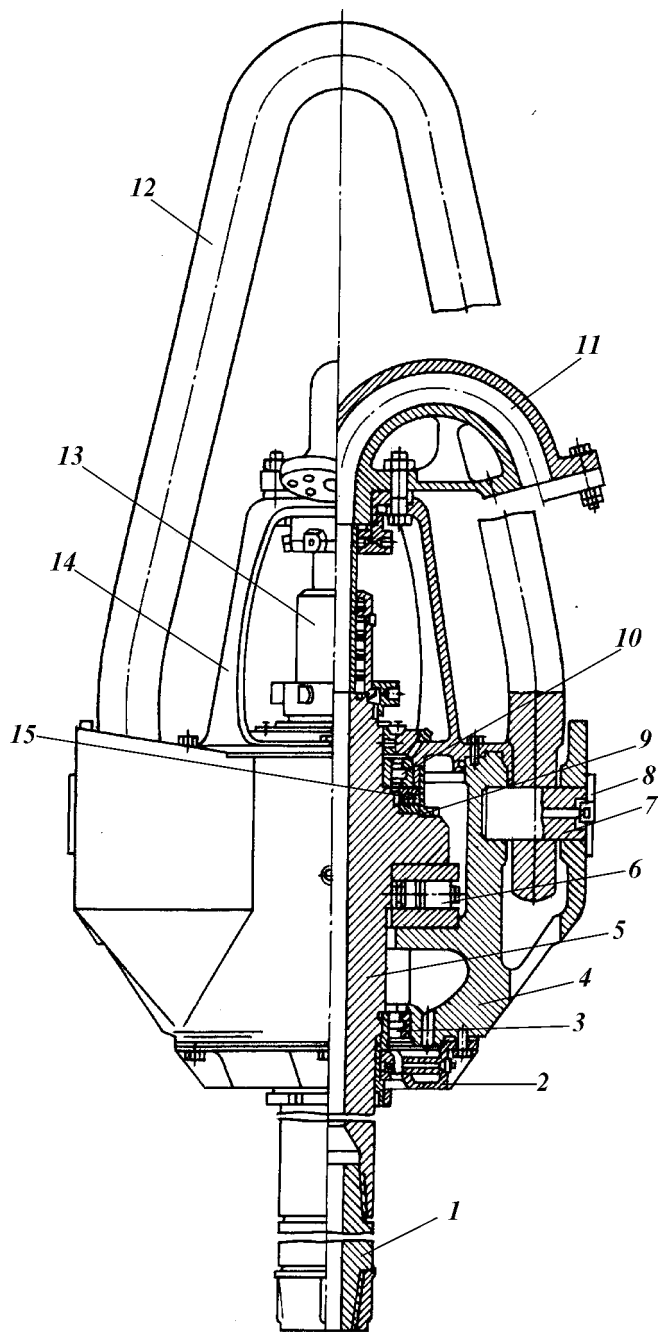
ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ ВЕРТЛЮГА

Вертлюги, применяемые в буровых установках для бурения эксплуатационных и глубоких разведочных скважин, имеют общую конструктивную схему и различаются в основном по допускаемой осевой нагрузке. Конструктивные отличия некоторых узлов и деталей отечественных и зарубежных вертлюгов обусловлены требованиями изготовления и сборки, разрабатываемых с учетом производственных возможностей заводов-изготовителей, а также периодической модернизацией вертлюгов с целью повышения их надежности и долговечности.

На рис. 16.25 показано устройство современных вертлюгов. Корпус 4 вертлюга изготавливается из углеродистой или низколегированной стали и представляет собой полую отливку с наружными боковыми карманами для штропа 12, посредством которого вертлюг подвешивается к крюку талевого механизма. Штроп имеет дугообразную форму и круглое поперечное сечение. Он изготавливается методом свободнойковки из легированных сталей марок 40ХН, 38ХГН, 30ХГСА.

На высаженных концах штропа растачиваются отверстия для пальцев 7, соединяющих штроп с корпусом вертлюга. Пальцы устанавливаются в

Рис. 16.25. Вертлюг УВ-250



горизонтальных расточках карманов и корпуса и предохраняются от выпадения и проворотов стопорной планкой 8, которая входит в торцовый паз пальца и приваривается к корпусу вертлюга. При отводе ведущей трубы в шурф штроп вертлюга отклоняется от вертикали и занимает положе-

ние, удобное для разъединения и соединения его с крюком талевого механизма.

Угол поворота штропа ограничивается стенками карманов корпуса вертлюга и не превышает 45° . На пальцах штропа выполнены смазочные канавки и отверстия с резьбой для пружинных масленок. Резьба смазочных отверстий используется для завинчивания рым-болтов, с помощью которых проводится распрессовка пальцев вертлюга.

В корпусе вертлюга на упорных и радиальных подшипниках вращается ствол 5 с переводником 1 для соединения вертлюга с ведущей трубой буровой колонны. Ствол представляет собой стальной цилиндр с центральным проходным отверстием для промывочной жидкости и с наружным фланцем для упорных подшипников. Ствол вращается с частотой бурового ротора и испытывает нагрузки, создаваемые буровым инструментом и промывочной жидкостью, нагнетаемой в скважину. По сравнению с другими несущими узлами и деталями ствол вертлюга наиболее нагружен. Это предъявляет повышенные требования к его прочности. Стволы вертлюгов изготовляют из фасонных поковок, получаемых методом свободнойковки. Благодаря применению таких заготовок снижаются расход материала и затраты на механическую обработку. Для стволов используют стали марок 40Х, 40ХН, 38ХГН, приобретающие в результатековки более совершенную кристаллическую структуру и повышенные механические свойства.

Осевое положение ствола вертлюга фиксируется упорными подшипниками 6 и 9. Основная опора ствола — подшипник 6, нагружаемый весом ствола и бурового инструмента, когда вертлюг посредством штропа удерживается в подвешенном состоянии. Вспомогательной опорой ствола является подшипник 9, нагружаемый собственным весом корпуса и других невращающихся деталей, когда вертлюг опирается на ствол, а штроп вертлюга находится в свободном состоянии. Это происходит при установке вертлюга с ведущей трубой в шурф и в процессе бурения скважины, когда из-за недостаточного веса буровой колонны нагрузку на долото дополняют весом вертлюга.

В рассматриваемой конструкции вертлюга в основной опоре ствола установлен упорный подшипник с короткими цилиндрическими роликами. Благодаря укороченной длине снижается скольжение роликов относительно колец при вращении ствола. Это благоприятно влияет на износ и нагрев подшипников. Подшипники с коническими и сферическими роликами обладают большей нагрузочной способностью по сравнению с подшипниками, имеющими короткие цилиндрические ролики. Поэтому в тяжело нагруженных вертлюгах преимущественно применяются упорные подшипники с коническими либо сферическими роликами. Для повышения долговечности в модернизированных вертлюгах ОАО «Уралмашзавод» (УВ-250 МА) используются конические упорные подшипники.

Для центрирования роликов относительно ствола подшипник 6 снабжен внутренним сепаратором. Наружный сепаратор предохраняет ролики от смещения под действием центробежных сил. В менее нагруженной вспомогательной опоре используется шариковый упорный подшипник. Ствол центрируется в корпусе радиальными роликовыми подшипниками 3 и 10. Упорные подшипники центрируются по кольцу, установленному на стволе. Второе кольцо является свободным и благодаря этому самоцентрируется относительно тел качения подшипника.

Осевое положение ствола и натяг подшипников 9 и 10 регулируют прокладками между корпусом 4 и крышкой 14 вертлюга. Осевой натяг нижнего радиального подшипника регулируют установочной втулкой, навинченной на ствол вертлюга и предохраняемой от отвинчивания стопорными винтами. Наружное кольцо подшипника удерживается пружинным стопором, установленным в кольцевом пазу корпуса. Для соединения вертлюга с ведущей трубой бурильной колонны используется сменный ниппельный переводник 1, предохраняющий резьбу ствола от износа и механических повреждений.

На стволе вертлюга и верхнем переводнике ведущей трубы выполнена внутренняя резьба, поэтому для их соединения используется переводник ниппельного типа. С целью предотвращения самоотвинчивания при вращении долота на стволе вертлюга, переводниках и верхнем конце ведущей трубы выполнена левая резьба. Нижний переводник ведущей трубы и все другие соединения бурильной колонны имеют правую резьбу, совпадающую с направлением вращения долота.

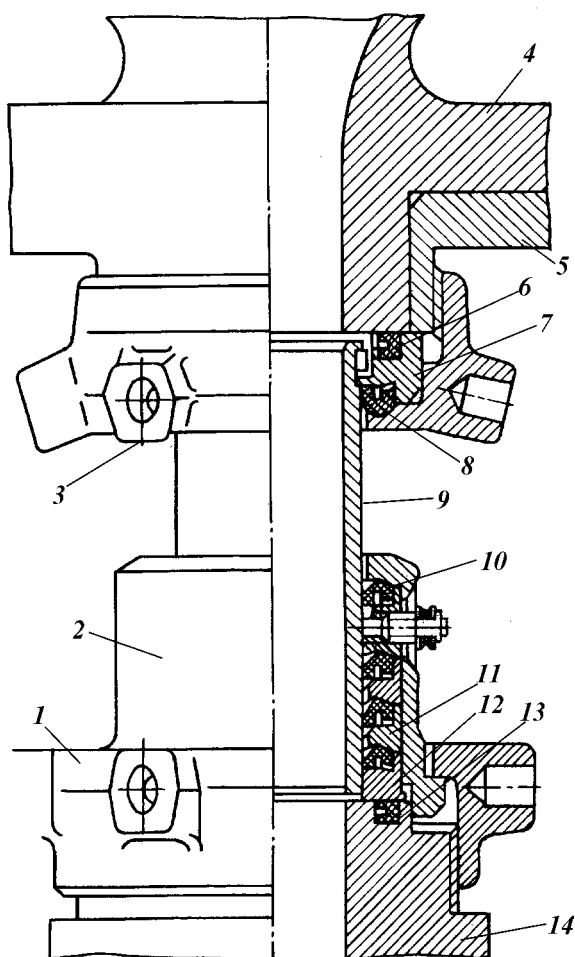
Корпус вертлюга закрывается верхней 14 и нижней 2 крышками с центральными отверстиями для выводных концов ствола. Крышки крепятся к корпусу болтами. Верхняя крышка снабжена стойками и вторым фланцем, на котором укреплен отвод 11 для соединения вертлюга с буровым шлангом. Из отвода промывочная жидкость поступает в проходное отверстие ствола через промежуточное устройство 13.

Полость между корпусом 4 с крышками 14, 2 и стволом вертлюга 5 заполняется жидким маслом для смазки основного и нижнего радиального подшипников. Стакан 15 ствола образует отдельную масляную ванну для смазки вспомогательного и верхнего радиального подшипников. Масло заливается через отверстие в верхней крышке корпуса. Для слива отработанного масла предусмотрено отверстие в нижней крышке корпуса. Уровень масла проверяется контрольной пробкой, ввинченной в корпус вертлюга. Масляные отверстия закрываются резьбовыми пробками.

Разработаны различные конструкции устройств для соединения отвода со стволом. Быстросъемное соединение отвода со стволом (рис. 16.26) состоит из свободно плавающей напорной трубы 9, манжетных уплотнений 6, 8, 10, 13 для герметизации прокачиваемого бурового раствора и накладных гаек 1 и 3, навинченных на ствол 14 и втулку 5, зажатую крепежными болтами между отводом 4 и фланцем крышки вертлюга. Свободно плавающая напорная труба позволяет обеспечить быструю замену уплотнений и трубы, изнашиваемых абразивными частицами, которые содержатся в буровом растворе. Для этого необходимо отвинтить накладные гайки 1 и 3, извлечь весь узел и заменить его новым либо заблаговременно отремонтированным.

Работоспособность вертлюга зависит от надежности уплотнений, применяемых в его подвижных и неподвижных соединениях. Наиболее ответственными являются уплотнения напорной трубы, которые служат для предотвращения утечки бурового раствора, нагнетаемого под высоким давлением. Для этой цели (см. рис. 16.26) используются самоуплотняющиеся радиальные 8, 10 и торцовые 6, 13 манжеты из синтетических материалов, обладающих достаточной упругостью и износостойкостью. Воротники манжет направлены навстречу действующему давлению и поэтому прижимаются к уплотняемым поверхностям с силой, пропорциональной давлению промывочной жидкости.

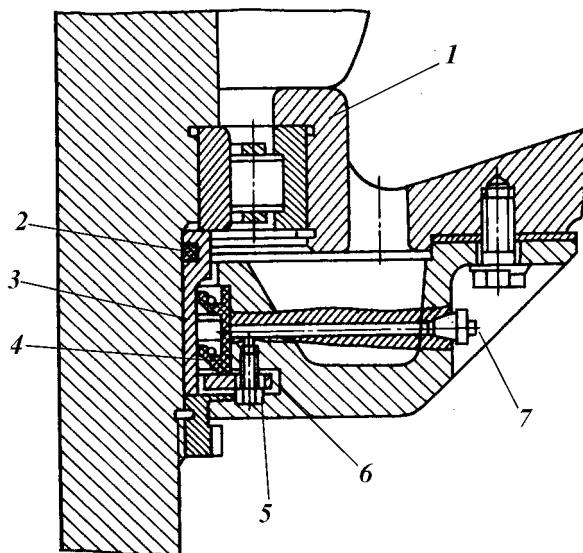
Рис. 16.26. Быстросъемное соединение отвода и ствола вертлюга



Стыкуемые торцы напорной трубы и отвода уплотняются радиальной 8 и торцевой 6 манжетами, установленными в канавках кольцевой втулки 7. Втулка с манжетами надеты на напорную трубу и плотно прижаты к отводу вертлюга посредством накидной гайки 3. Противоположный стык между нижним торцом напорной трубы и стволом вертлюга уплотняется четырьмя радиальными манжетами 10, разделенными металлическими кольцами 11, и торцевой манжетой 13. Радиальные манжеты установлены в стакане 2 и затянуты накидной гайкой 1, соединяющей стакан со стволом вертлюга.

Стакан вращается вместе со стволом, и радиальные манжеты скользят относительно напорной трубы, удерживаемой силой трения в верхней манжете 8. Скольжение вызывает износ контактируемых поверхностей, ускоряемый абразивным воздействием бурового раствора. Поэтому нижнее уплотнение напорной трубы в отличие от неподвижного верхнего имеет многорядную конструкцию, благодаря которой повышаются его надежность и долговечность. Стакан снабжен винтовой масленкой для периодической смазки манжет с целью уменьшения износа и нагрева уплотнения в результате трения.

Рис. 16.27. Уплотнение масляной ванны



Манжета 10, расположенная над смазочным отверстием в стакане, предотвращает утечку масла при шприцовке и предохраняет его от внешнего загрязнения. Торцовая манжета 13 вращается вместе со стволом вертлюга и кольцом 12 и остается неподвижной относительно стыкуемых поверхностей. Неточности, допущенные при изготовлении и сборке, компенсируются свободно плавающим положением напорной трубы. Напорные трубы изготавливаются из низколегированных цементируемых сталей марок 12ХН2А, 20ХН3А и др. Наружная поверхность напорных труб шлифуется.

Для предотвращения утечки масла из масляной ванны вертлюга в нижней крышке его корпуса установлены две манжеты 4 (рис. 16.27). Манжеты прилегают к втулке 3, служащей для фиксации внутренней обоймы радиального подшипника 1 ствола вертлюга. Вороник манжеты прижимается к втулке с помощью кольцевой цилиндрической пружины, надетой на манжету. Во избежание проворота в крышке и для обеспечения герметичности манжета сажается в расточку крышки с натягом.

В осевом направлении манжета фиксируется шайбой 6, которая крепится к крышке болтами 5. Уплотнительное круглое кольцо 2 предотвращает просачивание масла между стволом вертлюга и втулкой. Для уменьшения трения в местах сопряжения с втулкой манжеты смазываются пластичным маслом через масленку 7. При заметном износе втулка заменяется новой. Аналогичные манжеты установлены между стволом и верхней крышкой корпуса вертлюга.

Плоские стыки между корпусом вертлюга и его крышками уплотняются листовыми прокладками из картона. Прокладка верхней крышки корпуса одновременно используется для регулирования осевого натяга вспомогательного упорного подшипника. Прокладка между крышкой и отводом вертлюга, работающая под давлением бурового раствора, изготавливается из прорезиненной ткани. Прокладки затягиваются болтами, используемыми для крепления стыкуемых деталей вертлюга.

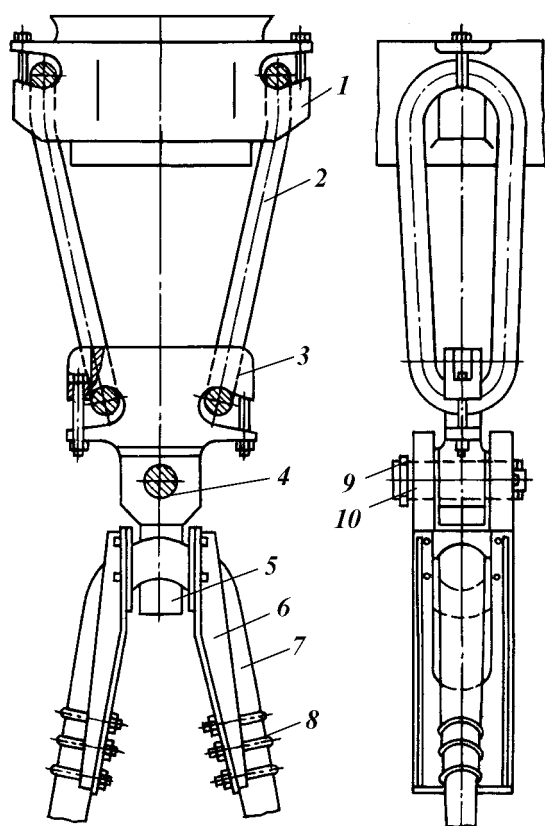


Рис. 16.28. Подвеска вертлюга

В талевом механизме буровых установок, оснащенных комплексом АСП, вместо крюка используется автоматический элеватор. Соединение вертлюга с автоматическим элеватором осуществляется посредством устройства (рис. 16.28), состоящего из петлевых штропов 2, переходной скобы 3 и траверсы 5. Траверса надевается на штроп 7 вертлюга и соединяется с переходной скобой осью 4, закрепленной гайкой 9 и шплинтом 10. Положение траверсы фиксируется рамками 6, закрепленными на штропе вертлюга хомутами 8.

Вертлюг подвешивается к талевому механизму с помощью штропов 2, соединяющих переходную скобу с автоматическим элеватором 1, установленным на талевом блоке. Для предохранения штропов от выпадения проушины автоматического элеватора и пере-

ходной скобы крепятся болтами. При установке вертлюга в шурф штропы вытаскивают и автоматический элеватор освобождается для выполнения спускоподъемных операций.

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Параметры вертлюга должны отвечать требованиям бурения и промывки скважин и одновременно соответствовать аналогичным параметрам подъемного механизма и буровых насосов.

Допускаемая статическая нагрузка — постоянная осевая нагрузка, которую может выдержать вертлюг без разрушения при невращающемся стволе. Уровень осевых нагрузок, действующих на ствол вертлюга, зависит от глубины бурения и достигает наибольших значений при подъеме прихваченной бурильной колонны либо при расхаживании обсадной колонны с циркуляцией бурового раствора. При этом в целях безопасности наибольший уровень действующих нагрузок не должен превышать допускаемой нагрузки на крюке, принятой для буровой установки соответствующего класса. Поэтому допускаемая статическая нагрузка вертлюга должна быть не менее допускаемой нагрузки на крюке буровой установки.

Динамическая нагрузка установлена исходя из условия обеспечения расчетного ресурса основной опоры вертлюга при вращении с частотой 100 об/мин в течение 3000 ч. Основная опора вертлюга вращается с подвешенной к нему буровой колонной, масса которой возрастает по мере углубления скважины и зависит от применяемых труб. Согласно этому динамическая нагрузка на вертлюг рассчитывается по наиболее тяжелой буровой колонне, используемой при бурении скважин заданной глубины. Исходя из общепринятой методики расчета подшипников динамическую нагрузку на вертлюг $G_{\text{бк}}$, соответствующую весу буровой колонны при частоте вращения 100 об/мин и ресурсе 3000 ч, определяют по формуле

$$G_{\text{бк}} = C/1,9,$$

где C — динамическая нагрузка на подшипник вертлюга, кН.

Таблица 16.7

Техническая характеристика вертлюгов

Показатель	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-450МА
Допускаемая (максимальная) нагрузка, кН	2500	3200	4500
Динамическая нагрузка (при 100 об/мин), кН	1450	2000	2600
Максимальное давление прокачиваемой жидкости (раствора) в стволе, МПа	25/32	32/35	40
Габариты сменной верхней трубы, мм:			
внутренний диаметр	75	75	75
наружный диаметр	90	90	90
высота	220	220	250
Твердость рабочей поверхности трубы HRC	≥55	≥55	≥55
Размеры штропа, мм:			
верхнее сечение $H \times A$	140×150	150×170	170×190
высота	1738	1950	2185
внутренний радиус r	125	125	125
Просвет для подвешивания на крюке B , мм	510	540	832
Диаметр пальца штропа d , мм	115	140	140
Резьба переводника для соединения с ведущей трубой (левая)	3-152Λ	3-152Λ	3-152Λ
Присоединительная резьба ствола (левая)	3-152Λ	3-171Λ	3-171Λ
Соединение ствола с буровым рукавом	Фланцевое		Фланцевое или резьбовое через переводник с резьбой LP4 API std.5B
Основной опорный подшипник	6 — 19744ХМУ	6 — 19752ХУ	6 — 19760ХУ
Центрирующий подшипник	32140, 32144	32144	2032148М
Габариты, мм:			
высота с переводником	2850	3000	3360
ширина по пальцам штропа	1090	1212	1375
Масса, кг	2200	2980	4100

Максимальное давление прокачиваемой жидкости определяются исходя из режима промывки скважины. Его значение должно быть не менее наибольшего давления насосов, используемых в буровой установке соответствующего класса.

Диаметр проходного отверстия ствола оказывает двоякое воздействие на работу вертлюга. С его увеличением снижается скорость течения промывочной жидкости, поэтому уменьшаются гидравлические потери и износ внутренней поверхности ствола. Одновременно с диаметром проходного отверстия возрастает наружный диаметр ствола, в результате чего увеличивается скорость скольжения и износ ствола и его уплотнения. Поэтому чрезмерное увеличение проходного отверстия ствола нежелательно. На основе опыта конструирования и эксплуатации вертлюгов диаметр проходного отверстия ствола принимается равным 75 мм. Внутренний диаметр напорной трубы равен диаметру проходного отверстия ствола вертлюга.

Основные параметры вертлюгов ОАО «Уралмашзавод» приведены в табл. 16.7.

17 ПОВЕРХНОСТНАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА

ГЛАВА

Циркуляционные системы буровых установок состоят из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для выполнения следующих основных функций: приготовления буровых растворов, очистки бурового раствора от выбуренной породы и других вредных примесей, оперативного регулирования физико-механических свойств бурового раствора. В состав циркуляционной системы входят также всасывающие линии насосов, емкости для хранения раствора и необходимых для его приготовления материалов, желоба, отстойники, контрольно-измерительные приборы и др. Циркуляционные системы монтируются из отдельных блоков, входящих в комплект поставки буровых установок. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обслуживание.

Важнейшие требования, предъявляемые к циркуляционным системам буровых установок, — качественное приготовление, контроль и поддержание необходимых для данных геолого-технических условий состава и физико-механических свойств бурового раствора. При выполнении этих требований достигаются высокие скорости бурения и в значительной мере предотвращаются многие аварии и осложнения в скважине.

Производительность установок для приготовления бурового раствора определяется из условий, обеспечивающих своевременное пополнение запасов бурового раствора:

$$Q = V + V_{\text{п}},$$

где Q — производительность установок для приготовления бурового раствора, $\text{м}^3/\text{ч}$; V — объем выбуренной породы за 1 ч, м^3 ; $V_{\text{п}}$ — потери бурового раствора за 1 ч в результате поглощений в скважине и утечек при очистке бурового раствора от выбуренной породы, м^3 .

Минимальный объем бурового раствора, необходимый для проводки скважины без учета поглощений и потерь за счет фильтрации, находят по формуле

$$V_p = V_{\text{скв}} + V'_п,$$

где $V_{\text{скв}}$ — наибольший объем скважины, м^3 ; $V'_п$ — потери бурового раствора при проводке скважины, м^3 .

Потери $V'_п$ возрастают с увеличением объема выбуренной породы и утечек бурового раствора при его очистке.

На забое и в открытом стволе скважины буровой раствор загрязняется обломками выбуренной породы, обогащается глинистыми и другими твердыми частицами. Чрезмерное содержание твердой фазы, особенно глинистых частиц, приводит к снижению скоростей бурения. Установлено, что при увеличении содержания твердой фазы в растворе на 1 % показатели работы долот снижаются на 7–10 %.

17.1. ПАРАМЕТРЫ И КОМПЛЕКТНОСТЬ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

В зависимости от класса буровой установки, определяемого ее грузоподъемностью и глубиной скважины, а также от сложности технологического процесса бурения буровые установки комплектуются циркуляционными системами (ЦС), которые включают набор блоков, оснащенных различным оборудованием для приготовления, очистки и регулирования свойств бурового раствора.

Расположение блоков циркуляционной системы определяется размещением основного бурового оборудования.

Схемы циркуляционных систем, выпускаемых ДАООТ «Хадыженский

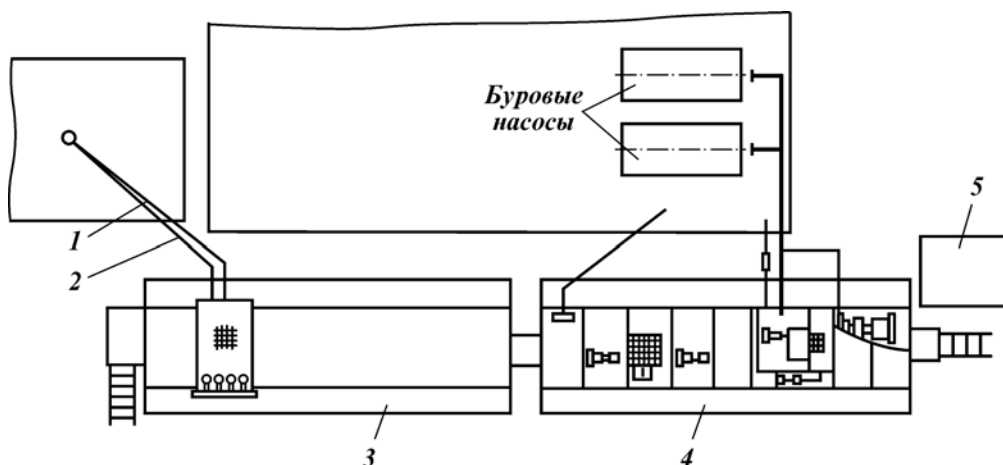


Рис. 17.1. Схема циркуляционной системы ЦС100Э(01):

1 — трубопровод долива; 2 — растворопровод; 3 — блок очистки; 4 — приемный блок; 5 — шкаф управления электрооборудованием

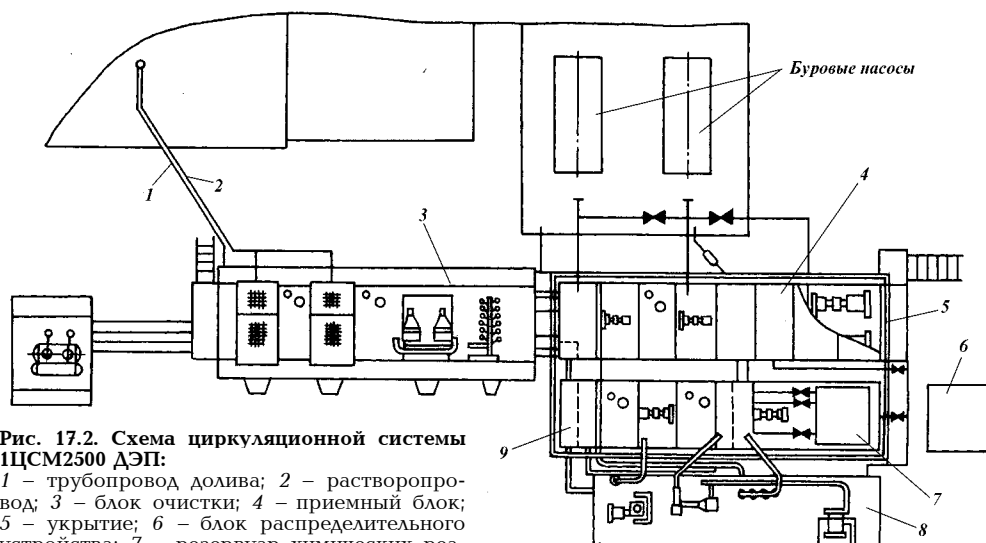


Рис. 17.2. Схема циркуляционной системы 1ЦСМ2500 ДЭП:

1 – трубопровод долива; 2 – растворопровод; 3 – блок очистки; 4 – приемный блок; 5 – укрытие; 6 – блок распределительного устройства; 7 – резервуар химических реагентов; 8 – блок приготовления и обработки бурового раствора; 9 – промежуточный блок

машзавод» для комплектации буровых установок производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники», представлены на рис. 17.1–17.3. В табл. 17.1 приведены сведения о комплекте основного оборудования, в табл. 17.2 – параметры циркуляционных систем.

Схемы циркуляционных систем, выпускаемых ДАООТ «Хадыженский машзавод» для комплектации буровых установок производства ОАО «Уралмашзавод», представлены на рис. 17.4–17.6. В табл. 17.3 даны сведения о комплекте основного оборудования, а в табл. 17.4 – параметры циркуляционных систем.

Таблица 17.1

Комплектность циркуляционных систем производства ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Блок очистки	1	1	1	1
Комплектующее оборудование:				
вибрационное сито ВС-1	—	2	2	2
вибрационное сито ВС-11	1	—	—	—
пескоотделитель ПГ-60/300	—	—	—	1
пескоотделитель ГЦК-360М	—	—	—	—
илоотделитель ИГ-45/75	—	1	1	1
илоотделитель ИГ-45М	1	—	—	—
ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150	—	—	—	—

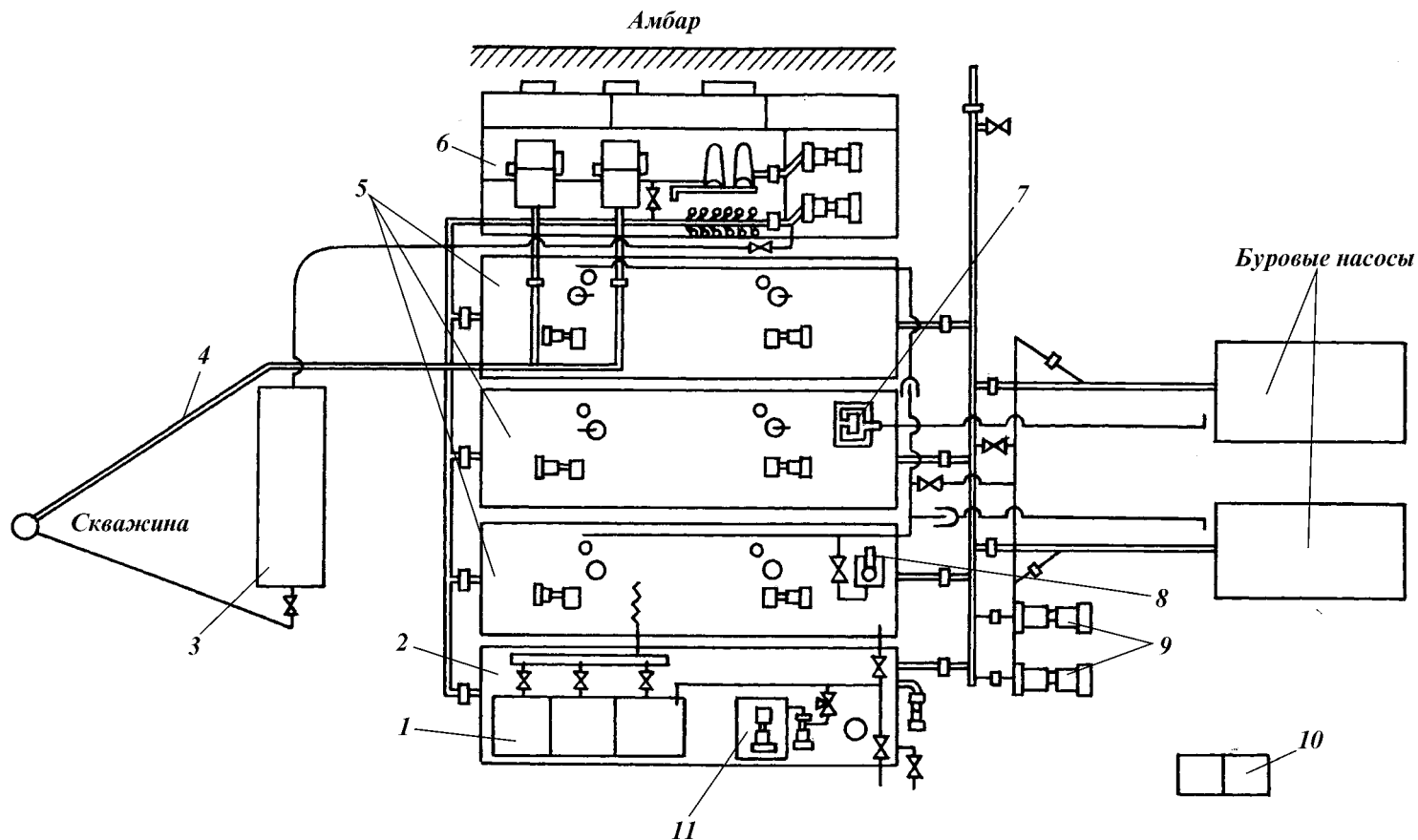


Рис. 17.3. Схема циркуляционной системы ЦС2500ЭПК:

1 – резервуар химреагентов; 2 – емкость для воды; 3 – емкость полива; 4 – растворопровод; 5 – промежуточные блоки (три комплекта); 6 – блок очистки; 7 – диспергатор; 8 – гидросмеситель; 9 – подпорные насосы; 10 – шкафы электроуправления; 11 – блок приготовления химреагентов

Продолжение табл. 17.1

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Комплектуемое обо- рудование:	—	1	1	—
ситогидроци- клонный сепара- тор СГС65/300	—	1	1	—
гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2	—	1	1	—
Блок приготовления и обработки бурово- го раствора БПО-6	—	1	1	3
Промежуточный блок	1	1	1	—
Приемный блок	2	2	2	2
Блок подпорных на- сосов с насосами ГрА170/40 или 6Ш8s2	1	—	—	1
Емкость для приго- товления жидких химреагентов	—	1	1	1
Емкость для хране- ния жидких химреа- гентов	—	—	—	1
Емкость для воды	—	—	—	—
Блок-модуль хране- ния сыпучих мате- риалов	4	6	6	6
Гидравлический пе- ремешиватель	3	5	5	7
Лопастный переме- шиватель	1	1	1	1
Электрооборудова- ние	—	—	—	—
Склад для хранения химических реаген- тов	1	1	1	—
Укрытие	—	—	—	—
Примечание. Блоки циркуляционной системы ЦС2500ЭПК расположены под об- щим укрытием.				

Таблица 17.2

**Параметры циркуляционных систем производства ДАООТ «Хадыженский
машиностроительный завод»**

Параметры	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Пропускная способ- ность средств очист- ки, м/с, не менее: вибросит при очистке бурового раствора на вод- ной основе плот- ностью 1100— 1200 кг/м ³ (кас- сеты с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм)	0,03	0,06	0,06	0,06

Параметры	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Пропускная способность средств очистки, м/с, не менее:	—	0,065	0,065	—
сито-гидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м^3	0,045	0,045	0,045	0,045
илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью $1100 - 1200 \text{ кг/м}^3$	—	0,0015 - 0,003	0,0015 - 0,003	—
гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м^3	—	—	—	0,06
пескоотделителя	—	—	—	—

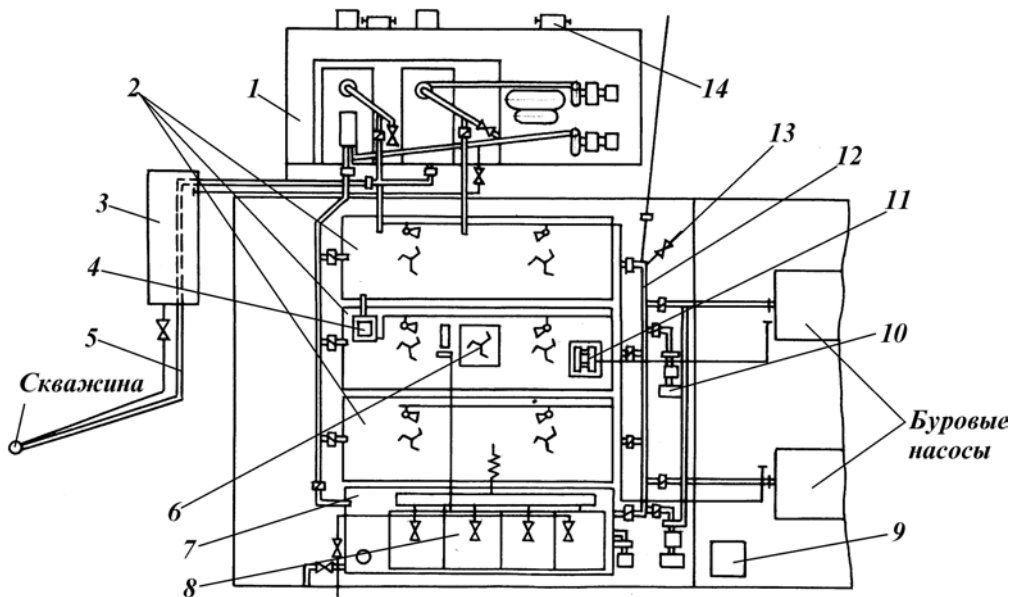


Рис. 17.4. Схема циркуляционной системы ЦС3200ЭУК-2М-У1:

1 - блок очистки; 2 - промежуточный блок; 3 - емкость долива; 4 - гидросмеситель; 5 - растворопровод; 6 - блок приготовления химреагентов; 7 - емкость для воды; 8 - резервуары химреагентов; 9 - шкаф управления; 10 - подпорный насос; 11 - диспергатор; 12 - нижний коллектор; 13 - патрубок подсоединения нефтепровода; 14 - кронштейн подвески блока очистки

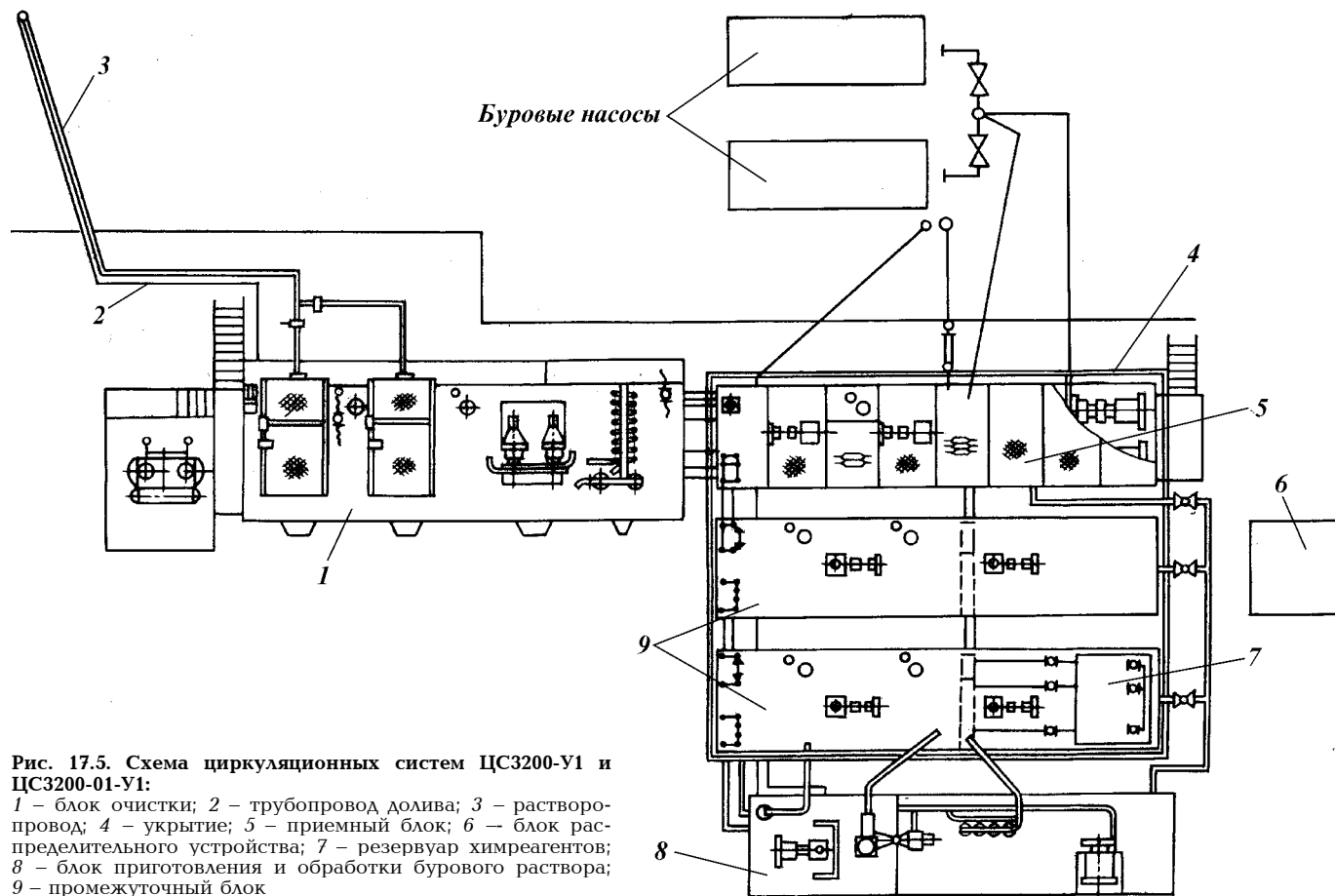


Рис. 17.5. Схема циркуляционных систем ЦС3200-У1 и ЦС3200-01-У1:

1 – блок очистки; 2 – трубопровод долива; 3 – растворопровод; 4 – укрытие; 5 – приемный блок; 6 – блок распределительного устройства; 7 – резервуар химреагентов; 8 – блок приготовления и обработки бурового раствора; 9 – промежуточный блок

Параметры	Циркуляционная система			
	ЦС100Э(01)	1ЦСМ2500ДЭП	1ЦСМ2500ЭП	ЦС2500ЭПК
	БУ1600/100ЭУ	БУ2500/160-ДЭП1	БУ2500/160ЭП	БУ2500/160ЭПК
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м ³), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:				
гидроциклонами	—	0,074	0,074	—
ситогидроциклонного сепаратора	—	0,100	0,100	—
виброситом ситогидроциклонного сепаратора	—	0,025	0,025	—
илоотделителем	0,05	—	—	0,074
пескоотделителем	—	0,04	0,04	—
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м ³ /с, не менее	—	2	2	—
Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	—	6	6	9
Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м ³ , не менее	60	90	90	120
Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м ³ , не менее	201	370	370	290
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	131	249	249	175
Потребляемая мощность, кВт, не более	37 000	71 000	71 000	5480

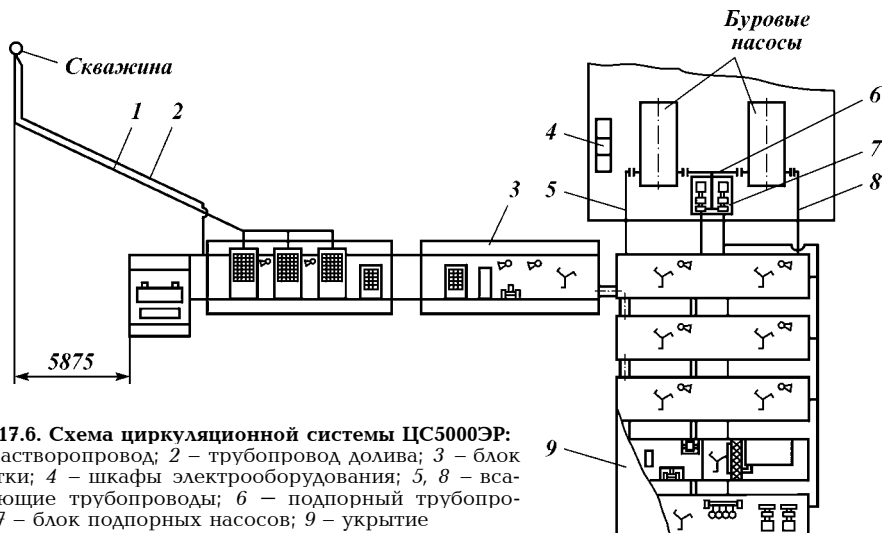


Рис. 17.6. Схема циркуляционной системы ЦС5000ЭР:
 1 – растворопровод; 2 – трубопровод долива; 3 – блок очистки; 4 – шкафы электрооборудования; 5, 8 – всасывающие трубопроводы; 6 – подпорный трубопровод; 7 – блок подпорных насосов; 9 – крышка

Таблица 17.3

Комплектность поставки циркуляционных систем буровых установок производства ОАО «Уралмашзавод»

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС3200ЭУК-2М-У1	ЦС3200-У1	ЦС3000ДГУ-1Т	ЦС3200-01-У1
	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК-2М2У, БУ3200/200ЭУК-2М2Я, БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200-ДГУ-1М, БУ3200/200ДГУ-1У	БУ3200/200ДГУ-1Т	БУ3200/200ЭУ-1М, БУ3200/200ЭУ-1У
Блок очистки	1	1	1	1
Комплектуящее оборудование:				
вибрационное сито ВС-1	2	2	1	2
вибрационное сито ВС-11	—	—	—	—
пескоотделитель ПГ-60/300	—	—	—	—
пескоотделитель ГЦК-360М	2	—	—	—
илоотделитель ИГ-45/75	—	—	1	—
илоотделитель ИГ-45М	1	1	—	1
ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150	—	1	—	1
ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300	—	—	—	—
гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2	—	1	—	1
глиноотделитель на базе центрифуги	—	—	—	—
Блок приготовления и обработки бурового раствора:				
БПО-6	—	1	—	1
БПО-7	—	—	—	—
Промежуточный блок	3	2	2	2
Приемный блок	—	1	1	1
Блок подпорных насосов с насосами ГрА170/40 или 6Ш8s2	1	2	1	2
Емкость для приготовления жидких химреагентов	1	—	—	—
Емкость для хранения жидких химреагентов	2	1	1	1
Емкость для воды	1	—	2	—
Блок-модуль хранения сыпучих материалов	—	—	—	—
Гидравлический перемешиватель	6	6	—	6
Лопастный перемешиватель	7	6	—	6
Электрооборудование	1	1	1	1
Склад для хранения химических реагентов	—	—	—	—
Укрытие	Под общим укрытием	1	—	1
Навес	—	—	—	—

Продолжение табл. 17.3

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС5000ДГУ-1Т	ЦС5000ДГУ-1	ЦС5000ЭУ	ЦС5000ЭУ
	БУ5000/320ДГУ-1Т	БУ5000/320ДГУ-1	БУ5000/320ЭУ	БУ5000/320ЭР-О
Блок очистки	1	1	1	1
Комплектуемое оборудование:				
вибрационное сито ВС-1	2	2	2	2
вибрационное сито ВС-11	—	—	—	—
пескоотделитель ПГ-60/300	—	—	—	—
пескоотделитель ГЦК-360М	—	—	—	—
илоотделитель ИГ-45/75	1	1	1	1
илоотделитель ИГ-45М	2	2	2	2
ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150	—	—	—	—
ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300	—	—	—	—
гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2	—	—	—	—
глиноотделитель на базе центрифуги	—	—	—	—
Блок приготовления и обработки бурового раствора:				
БПО-6	—	—	—	—
БПО-7	—	—	—	—
Промежуточный блок	6	6	6	6
Приемный блок	1	1	1	1
Блок подпорных насосов с насосами ГрА170/40 или 6Ш8s2	3	3	3	3
Емкость для приготовления жидких химреагентов	1	1	1	1
Емкость для хранения жидких химреагентов	1	1	1	1
Емкость для воды	2	2	2	2
Блок-модуль хранения сыпучих материалов	—	—	—	—
Гидравлический перемешиватель	8	8	8	8
Лопастный перемешиватель	8	8	8	8
Электрооборудование	1	1	1	1
Склад для хранения химреагентов	1	1	1	1
Укрытие	—	1	1	1
Навес	—	—	—	—

Продолжение табл. 17.3

Оборудование	Циркуляционная система				
	ЦС5000ЭР-6	ЦС6500ЭР	ЦС5000.450ЭР-Т	ЦС800ЭР	ЦС3200ЭУК2М-У1
	БУ5000/320ЭР, БУУНО320DE	БУ6500/400-ЭР	БУ6500/450ЭР-Т	БУ8000/500-ЭР	НБО-1К
Блок очистки	1	1	1	1	1
Комплектуемое оборудование:					
вибрационное сито ВС-1	3	2	3	2	2
вибрационное сито ВС-11	—	—	—	—	—
пескоотделитель ПГ-60/300	—	—	1	—	—
пескоотделитель ГЦК-360М	—	—	—	—	2
илоотделитель ИГ-45/75	1	1	1	1	—
илоотделитель ИГ-45М	1	1	—	2	1
ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150	1	—	1	—	—
ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300	1	—	—	—	—
гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2	1	—	—	—	—
глиноотделитель на базе центрифуги	—	—	1	—	—
Блок приготовления и обработки бурового раствора:					
БПО-6	—	—	—	—	—
БПО-7	1	1	1	—	—
Промежуточный блок	2	5	5	7	3
Приемный блок	1	—	—	—	—
Блок подпорных насосов с насосами ГрА170/40 или 6Ш8s2	2	3	3	3	1
Емкость для приготовления жидких химреагентов	1	—	1	1	1
Емкость для хранения жидких химреагентов	1	1	1	3	2
Емкость для воды	—	2	3	—	1
Блок-модуль хранения сыпучих материалов	—	1	—	2	—
Гидравлический перемешиватель	12	11	18	14	6
Лопастный перемешиватель	9	13	16	17	7
Электрооборудование	1	1	1	1	1
Склад для хранения химических реагентов	—	1	—	1	—
Укрытие	1	1	1	1	Под общим ук- рытием
Навес	—	—	—	—	—

Таблица 17.4

Техническая характеристика циркуляционных систем буровых установок производства ОАО «Уралмашзавод»

Показатель	Циркуляционная система			
	ЦС3200ЭУК-2М-У1	ЦС3200-У1	ЦС3200s1Т	ЦС3200-01-У1
	БУЗ200/200ЭУК-2М2, БУЗ200/200ЭУК-2М2У, БУЗ200/200ЭУК-2М2Я, БУЗ200/200ЭУК-3МА	БУЗ200/200ДГУ-1М, БУЗ200/200ДГУ-1У	БУЗ200/200ДГУ-1Т	БУЗ200/200ДГУ-1М, БУЗ200/200ДГУ-1У
Пропускная способность средств очистки, м ³ /с, не менее:				
вбросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м ³ при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм	0,076	0,060	0,038	0,060
ситогидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м ³	—	0,065	—	0,065
илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м ³	0,045	0,045	0,045	0,045
гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м ³	—	0,0015–0,003	—	0,0015–0,003
пескоотделителя	0,090	—	—	—
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м ³) удаляемых из бурового раствора, мм, не более:				
гидроциклонами ситогидроциклонного сепаратора	—	0,074	—	0,074
вброситом ситогидроциклонного сепаратора	—	0,010	—	0,010
илоотделителем	0,05	0,025	0,050	0,025
пескоотделителем	0,08	—	—	—
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м ³ /с, не менее	—	0,040	0,045	0,040
Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	—	2	2	2
Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м ³ , не менее	18	6	6	6

Продолжение табл. 17.4

Показатель	Циркуляционная система			
	ЦС3200ЭУК-2М-У1	ЦС3200-У1	ЦС3200s1Т	ЦС3200-01-У1
	БУ3200/200ЭУК-2М2, БУ3200/200ЭУК-2М2У, БУ3200/200ЭУК-2М2Я, БУ3200/200ЭУК-3МА	БУ3200/200ДГУ-1М, БУ3200/200ДГУ-1У	БУ3200/200ДГУ-1Т	БУ3200/200ДГУ-1М, БУ3200/200ДГУ-1У
Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м³, не менее	120	120	120	120
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	290	446	269	446
Потребляемая мощность, кВт, не более	175	264	156	264
Масса, кг, не более	60 000	77 500	55 500	77 500
Завод-изготовитель	ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»			

Продолжение табл. 17.4

Показатель	Циркуляционная система			
	ЦС5000ДГУ-1Т	ЦС5000ДГУ-1	ЦС5000ЭУ	ЦС5000ЭУ
	БУ5000/320ДГУ-1Т	БУ5000/320ДГУ-1	БУ5000/320ЭУ	БУ5000/320ЭР-О
Пропускная способность средств очистки, м³/с, не менее:				
выбросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м³ при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм	0,076	0,076	0,076	0,076
ситогидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м³	—	—	—	—
илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м³	0,045	0,045	0,045	0,045
гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м³	—	—	—	—
пескоотделителя	0,090	0,090	0,090	0,090
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м³) удаляемых из бурового раствора, мм, не более:				

гидроциклонами ситогидроциклонного сепаратора	—	—	—	—
виброситом ситогидроциклонного сепаратора	—	—	—	—
илоотделителем	0,05	0,05	0,05	0,05
пескоотделителем	0,05	0,05	0,05	0,05
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м ³ /с, не менее	0,045	0,045	0,045	0,045
Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	2	2	2	2
Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м ³ , не менее	6	6	6	6
Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м ³ , не менее	—	180	180	180
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	302	302	302	302
Потребляемая мощность, кВт, не более	220	220	220	220
Масса, кг, не более	80 000	80 000	80 000	80 000
Завод-изготовитель	ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»			

Продолжение табл. 17.4

Показатель	Циркуляционная система				
	ЦС500ЭР-6	ЦС6500ЭР	ЦС5000.450ЭР-Т	ЦС800ЭР	ЦС3200ЭУК2М-У1
	БУ5000/320ЭР, БУUNOC320DE	БУ6500/400ЭР	БУ6500/450ЭР-Т	БУ8000/500ЭР	НБО-1К
Пропускная способность средств очистки, м ³ /с, не менее:					
вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100—1200 кг/м ³ при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм	0,076	0,076	0,090	0,076	0,076
ситогидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м ³	0,045(0,065)	—	0,045	—	—
илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100—1200 кг/м ³	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м ³	0,0015—0,003	—	—	—	—
пескоотделителя	—	0,09	0,06	0,09	0,09

Продолжение табл. 17.4

Показатель	Циркуляционная система				
	ЦС500ЭР-6	ЦС6500ЭР	ЦС5000.450ЭР-Т	ЦС800ЭР	ЦС3200ЭУК2М-У1
	БУ5000/320ЭР, БУUNOC320DE	БУ6500/400ЭР	БУ6500/450ЭР-Т	БУ8000/500ЭР	НБО-1К
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м³) удаляемых из бурового раствора, мм, не более:					
гидроциклонами ситогидроциклонного сепаратора	0,074	—	0,05	—	—
виброситом ситогидроциклонного сепаратора	0,1	—	0,1	—	—
илоотделителем	0,025	0,05	0,025	0,05	0,05
пескоотделителем	0,05	0,08	0,07	0,08	0,08
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м³/с, не менее	0,04	0,06	0,04	0,04	—
Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	2	2	2	2	—
Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м³, не менее	6	6	6	10	18
Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м³, не менее	180	240	425	380	120
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	326	302	594	387	290
Потребляемая мощность, кВт, не более	189	183	488	238	175
Масса, кг, не более	105 600	136 200	184 000	125 000	60 000
Завод-изготовитель	ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»				

Таблица 17.5

Комплектность циркуляционных систем буровых установок производства АООТ «ВЗБТ»

Оборудование	Циркуляционная система		
	ЦС-БМ2900ДЭП-2	ЦС-БМ2900ДЭП-2	ЦС-М2900ДЭПК
	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-2, БУ2900/175ЭПК	БУ2900/175ЭП-М1	БУ2900/200ЭПК
Блок очистки			
Комплектуемое оборудование:			
вибрационное сито ВС-1	2	2	2
пескоотделитель ГЦК-360М	2	2	2
илоотделитель ИГ-45М	1	1	1
дегазатор «Каскад-40»*	1	1	1
Блоки приготовления и обработки бурового раствора			
Комплектуемое оборудование:			
системы приготовления жидких химреагентов из порошкообразных материалов	1	1	1
системы приготовления утяжеленного бурового раствора	1	1	1
Блок хранения бурового раствора (тип I) объемом 46 м ³ в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40	1	1	1
Блок хранения бурового раствора (тип II) объемом 46 м ³ без подпорного насоса	1(2)	1(2)	1(2)
Блок хранения бурового раствора (тип III) объемом 46 м ³ в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40	1	1	1
Емкость объемом 3,2 м ³ для хранения жидких химреагентов	2	2	2
Перемешиватели:			
лопастный	7(9)	7(9)	7(9)
гидравлический	7(9)	7(9)	7(9)
Емкость объемом 50 м ³ для хранения воды	1	1	1
Емкость объемом 10 м ³ для долива скважины	1	1	1
Емкость для сбора технологических сточных вод	—	—	1
Блок-модуль хранения сыпучих материалов в таре**	—	—	—
Насос ВШН-150 для циркуляции бурового раствора при забуривании скважины	—	—	1
Тамбуры для укрытия вне блоков затворов и других распределительных устройств трубопроводов***	2	1	—
Приборы контроля уровня и плотности бурового раствора в приемной емкости	1	1	1

Продолжение табл. 17.5

Оборудование	Циркуляционная система			
	ЦС-БМ1600ДГУ	ЦС-БМ1600ДММ	ЦС-БМ2000	ЦС-БМ290ДГУ
	БУ1600/100ДГУ, БУ1600/100ЭУ	БУ1600/100ДММ	БР125	БУ2900/175ДГУМ1
Блок очистки				
Комплектуемое оборудование:				
вибрационное сито ВС-1	2	2	1	2
пескоотделитель ГЦК-360М	2	2	—	2
илоотделитель ИГ-45М	1	1	1	1
дегазатор «Каскад-40»*	1	1	1	1
Блоки приготовления и обработки бурового раствора				
Комплектуемое оборудование:				
системы приготовления жидких химреагентов из порошкообразных материалов	1	1	—	1
системы приготовления утяжеленного бурового раствора	1	1	—	1
Блок хранения бурового раствора (тип I) объемом 46 м³ в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40	1	1	1	1
Блок хранения бурового раствора (тип II) объемом 46 м³ без подпорного насоса	—	—	—	1
Блок хранения бурового раствора (тип III) объемом 46 м³ в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40	1	1	1	1
Емкость объемом 3,2 м³ для хранения жидких химреагентов	2	2	2	2
Перемешиватели:				
лопастный	5	5	4	7
гидравлический	5	5	4	7
Емкость объемом 50 м³ для хранения воды	1	1	—	1
Емкость объемом 10 м³ для долива скважины	1	1	—	1
Емкость для сбора технологических сточных вод	—	—	—	—
Блок-модуль хранения сыпучих материалов в таре**	—	—	—	—
Насос ВШН-150 для циркуляции бурового раствора при забуривании скважины	—	—	—	—
Тамбуры для укрытия вне блоков затворов и других расхододелительных устройств трубопроводов***	—	1	—	1
Приборы контроля уровня и плотности бурового раствора в приемной емкости	1	1	—	1
* Поставляется по отдельному заказу. ** Может быть увеличен за счет поставки одного комплекта блока хранения II типа. *** Блоки с крышами с мягкими и легкоъемными укрытиями (для южных районов страны). Любое оборудование, указанное в таблице, может быть поставлено по отдельному заказу в необходимом количестве.				

Таблица 17.6

Техническая характеристика циркуляционных систем буровых установок производства АООТ «ВЗБТ»

Показатель	Циркуляционная система		
	ЦС-БМ2900ДЭП-2	ЦС-БМ2900ДЭП-2	ЦС-БМ2900ДЭПК
	БУ2900/175ЭП-М, БУ2900/175ДЭП-2, БУ2900/175ЭПК	БУ2900/175ЭП-М1	БУ2900/200ЭПК
Пропускная способность средств очистки, м ³ /с, не менее:			
вбросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м ³ при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек:			
0,4×0,4 мм	0,12	0,12	0,12
0,16×0,16 мм	0,06	0,06	0,06
пескоотделителей ГЦК-360М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м ³	0,09	0,09	0,09
илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м ³	0,045	0,045	0,045
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м ³), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:			
вброситами ВС-11	0,16	0,16	0,16
пескоотделителем ГЦК-360М	0,09	0,09	0,09
илоотделителем	0,05	0,05	0,05
Пропускная способность оборудования для удаления газа*, м ³ /с, не менее	0,04	0,04	0,04
Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	2,0	2,0	2,0
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	390	390	405
Масса, кг, не более	175	160	175

Продолжение табл. 17.6

Показатель	Циркуляционная система			
	ЦС-БМ1600ДГУ	ЦС-БМ1600ДММ	ЦС-БМ2000	ЦС-БМ290ДГУ
	БУ1600/100ДГУ, БУ1600/100ЭУ	БУ1600/100ДММ	БР125	БУ2900/175ДГУМ1
Пропускная способность средств очистки, м ³ /с, не менее:				
вбросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м ³ при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,4×0,4 мм	0,12	0,12	0,06	0,12
0,16×0,16 мм	0,06	0,06	0,03	0,06
пескоотделителей ГЦК-360М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м ³	0,09	0,09	—	0,09
илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м ³	0,045	0,045	0,045	0,045
Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м ³), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:				
вброситами ВС-11	0,16	0,16	0,16	0,16
пескоотделителем ГЦК-360М	0,09	0,09	—	0,09
илоотделителем	0,05	0,05	0,05	0,05
Пропускная способность оборудования для удаления газа*, м ³ /с, не менее	0,04	0,04	0,04	0,04
Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более	2,0	2,0	2,0	2,0
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	350	300	250	390
Масса, кг, не более	120	100	70	150
*Поставляется по отдельному заказу.				

В последние годы АООТ «Волгоградский завод буровой техники» разрабатал и освоил выпуск циркуляционных систем, предназначенных для комплектации буровых установок собственного производства (табл. 17.5, 17.6). Эти системы выпускаются в виде блок-модулей полной заводской готовности, что обеспечивает их быстрый монтаж и демонтаж.

17.2. БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА ДАООТ «ХАДЫЖЕНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» И ОАО НПО «БУРЕНИЕ»

Блоки очистки для циркуляционных систем предназначены для ведения буровых работ по малоотходной, или безамбарной, технологии и входят в состав циркуляционных систем буровых установок всех классов. Они обеспечивают очистку буровых растворов от шлама с размером частиц более 5 мкм, обработку на центрифуге сливов песко- и илоотделителя с выделением шлама пониженной влажности, регенерацию барита, его многократное использование при бурении и выведение из бурового раствора избытка коллоидной фазы, а также регенерацию барита после завершения бурения скважины, переработку избытков бурового раствора с его разделением на оборотную воду и шлам пониженной влажности, дегазацию буровых растворов.

При использовании полнокомплектных блоков очистки в 2–3 раза сокращается объем отходов бурения, на 40–60 % уменьшается расход барита и химреагентов. В процессе бурения из блока выходит шлам пониженной влажности, пригодный для перевозки в контейнерах или бортовых транспортных средствах. Такой шлам легко поддается обезвреживанию по известным технологиям при минимуме затрат.

В зависимости от класса буровой установки блок очистки комплектуется: линейным виброситом СВ1Л-1 – 3 шт.; пескоотделителем типа ГЦ-360М – 1 шт., илоотделителем типа ИГ-45/75 – 1 шт.; ситогидроциклонным сепаратором СГС 65/300 – 1 шт.; глиноотделителем на базе центрифуги полной комплектности (два насоса, перемешиватель, приемное устройство, рама) – 1 компл.; блоком флокуляции (по спецзаказу) – 1 компл.; шламовыми насосами типа ГрА170/40 – 1–3 шт.; дегазатором «Каскад-40» – 1 компл.

Пропускная способность блока очистки соответствует классу применяемой буровой установки и в зависимости от набора технических средств может изменяться от 25 до 90 л/с.

Комплект оборудования размещается на одной или двух емкостях в соответствии с условиями бурения и классом буровой установки.

Гидравлическая схема блока очистки позволяет использовать очистные механизмы в зависимости от условий бурения, вести обработку бурового раствора.

По спецзаказу блок очистки может быть укомплектован расчетной технологией регламентирования компонентного состава и управления свойствами буровых растворов или компьютерной программой для этих целей. Технология позволяет вести оперативное управление процессом приготовления и обработки бурового раствора при наименьших затратах времени и материалов. Схема блока очистки приведена на рис. 17.7.

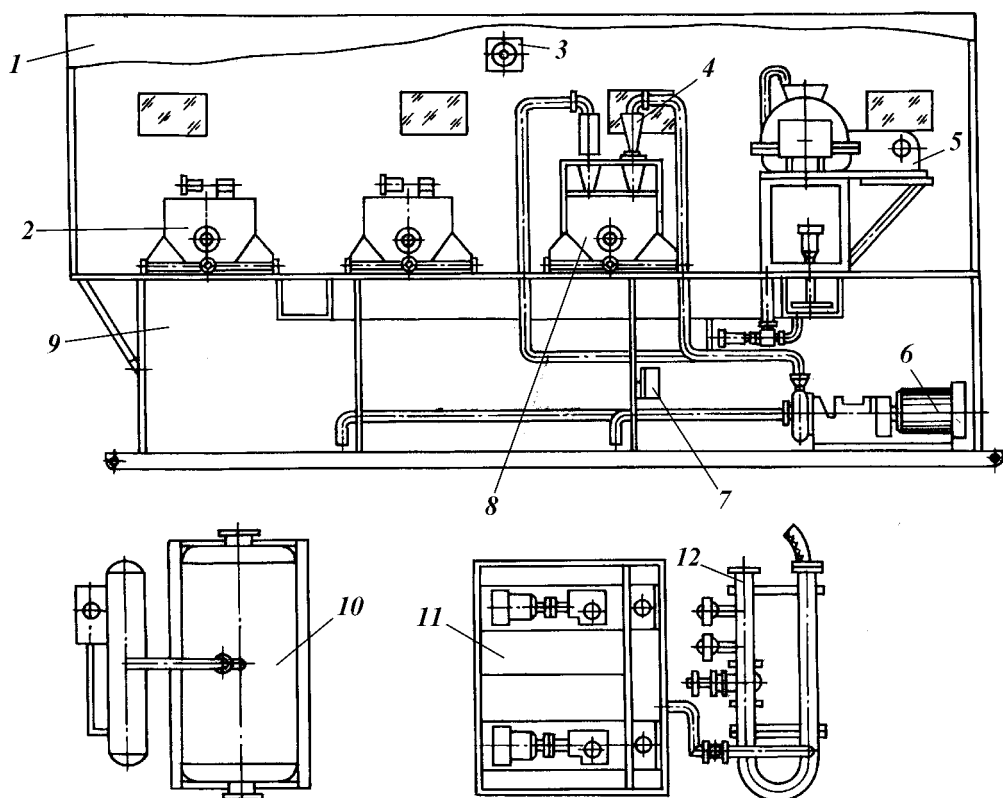


Рис. 17.7. Схема блока очистки:

1 – укрытие; 2 – вибросито СВ1А; 3 – вентилятор; 4 – илоотделитель ИГ45/75; 5 – центрифуга; 6 – электронасосный агрегат; 7 – калорифер; 8 – ситогидроциклонный сепаратор на базе вибросита СВ1А и пескоотделителя ГЦ-360М; 9 – емкость; 10 – дегазатор «Каскад-40»; 11 – блок химической обработки; 12 – смеситель

Блок приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-1 (рис. 17.8) предназначен для приготовления буровых растворов, химических реагентов и различных технологических жидкостей при строительстве и капитальном ремонте скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов, а также с установками для капитального ремонта скважин и другими техническими средствами.

Техническая характеристика БПР-1

Объемная производительность приготовления химреагентов, технологических жидкостей и буровых растворов, м ³ /ч.....	10 – 15
Полезный объем резервуара, м ³	10
Пределы изменения плотности буровых растворов и спецжидкостей, г/см ³	0,8 – 2,2
Мощность установленного оборудования, кВт.....	37,5
Габариты, мм.....	5000×2650×3000
Масса, кг.....	3000

К преимуществам использования блока относятся сокращение времени приготовления растворов, возможность одновременного смешивания и диспергирования (эмульгирования) компонентов раствора за один цикл циркуляции жидкости, исключение потерь материалов, экологичность про-

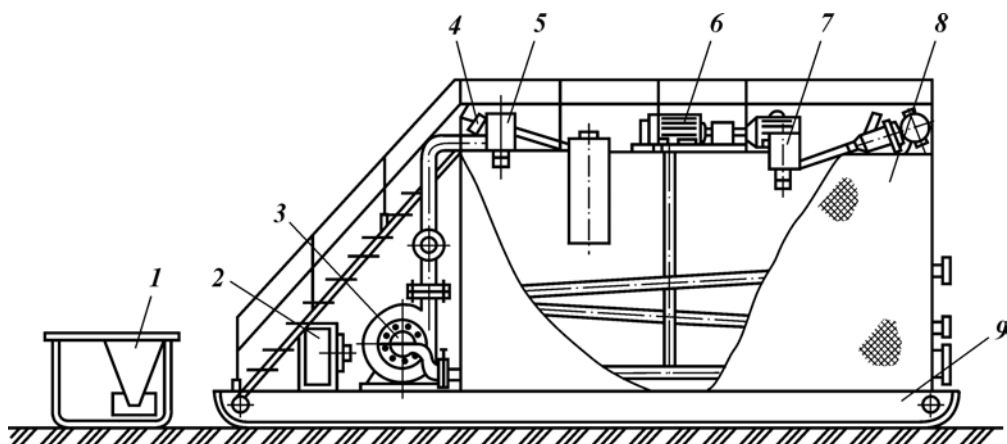


Рис. 17.8. Схема блока приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-1:
 1 – воронка смесителя переносная; 2 – щит электрооборудования; 3 – электронасосный агрегат; 4 – вакуумный гидравлический смеситель; 5 – шаровый циклонный диспергатор; 6 – механический перемешиватель; 7 – диспергатор; 8 – резервуар; 9 – рама

цесса приготовления химреагентов, буровых растворов и спецжидкостей, механизация и безопасность работ, простота обслуживания и эксплуатации, возможность организовать обратное водоснабжение на буровой.

Блок приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-2 предназначен для приготовления буровых растворов, химических реагентов и различных технологических жидкостей при строительстве и капитальном ремонте скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов, а также с установками для капитального ремонта скважин и другими техническими средствами. Общий вид блока показан на рис. 17.9.

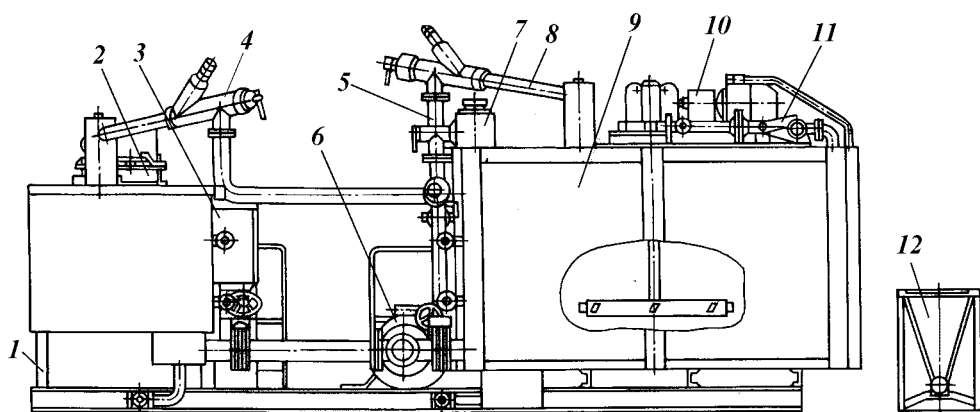


Рис. 17.9. Схема блока приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-2:
 1 – резервуар химреагентов; 2 – механический перемешиватель; 3 – шкаф электроуправления; 4 – гидравлический смеситель; 5 – коллектор; 6 – электронасосный агрегат; 7 – шаровый диспергатор; 8 – гидравлический смеситель; 9 – основной резервуар; 10 – механический перемешиватель; 11 – гидравлический диспергатор ДГ-2; 12 – переносная смесительная воронка

Техническая характеристика БПР-2

Объемная производительность приготовления химреагентов, технологических жидкостей и буровых растворов, м ³ /ч.....	10/15
Полезный объем резервуара, м ³	10
Пределы изменения плотности буровых растворов и спецжидкостей, г/см ³	0,8–2,2
Мощность установленного оборудования, кВт.....	45
Габариты, мм.....	5880×2600×2590
Масса, кг.....	6000

Блок обеспечивает сокращение времени приготовления растворов, возможность одновременного смешивания и диспергирования (эмульгирования) компонентов раствора за один цикл циркуляции жидкости, исключение потерь материалов, экологичность процесса приготовления химреагентов, буровых растворов и спецжидкостей, механизацию и безопасность работ, простоту обслуживания и эксплуатации, позволяет организовать оборотное водоснабжение на буровой.

Блок обезвоживания буровых растворов предназначен для удаления избытка бурового раствора из циркуляции, ликвидации его после окончания бурения скважины, а также для обезвоживания слива из центрифуги при регенерации барита из бурового раствора.

Блок состоит из манифольда, двух емкостей объемом 3 м³ каждая для приготовления растворов коагулянта и флокулянта. Емкости оснащены механическими перемешивателями с червячным редуктором и двумя насосами для подачи растворов в манифольд. Манифольд обвязан также с насосами для подачи воды и бурового раствора. Смесь бурового раствора, воды, коагулянта и флокулянта подается на осадительную шнековую центрифугу, где разделяется на твердую фазу и воду, пригодную после обработки для использования в системе водоснабжения буровой или слива на местность.

Промежуточных блок предназначен для хранения необходимого объема бурового раствора. На емкостях блока установлены по два механических и гидравлических перемешивателя. Последние подсоединены к вспомогательному напорному трубопроводу. Приемный блок по конструкции аналогичен промежуточным блокам.

Изготовители: ОАО НПО «Бурение», ДАООТ «Хадыженский машзавод».

Блок-модуль хранения сыпучих материалов (рис. 17.10) предназначен для приема, хранения, контролируемой выдачи сыпучих материалов, приготовления и утяжеления бурового раствора. Позволяет производить загрузку бункеров сыпучими материалами (глинопорошок, барит, цемент, химреагенты и пр.) непосредственно из цементовозов, а также с помощью имеющегося в комплекте пневмопогрузчика — из мешков и контейнеров. Измеритель усилия и указатель уровня обеспечивают контроль загрузки, хранения и выдачи сыпучих материалов.

Блок-модуль применяется в составе циркуляционной системы буровых установок при бурении нефтяных и газовых скважин глубиной более 5000 м.

Техническая характеристика

Число бункеров хранения.....	2
Объем бункера хранения, м ³	42
Объем пневмопогрузчика, м ³	2,9
Максимальная подача сыпучих материалов в гидросмеситель, т/ч:	
барита	30
бентонита	5
химреагентов	2
Объемная производительность при приготовлении и утяжелении раствора, м ³ /ч.....	90

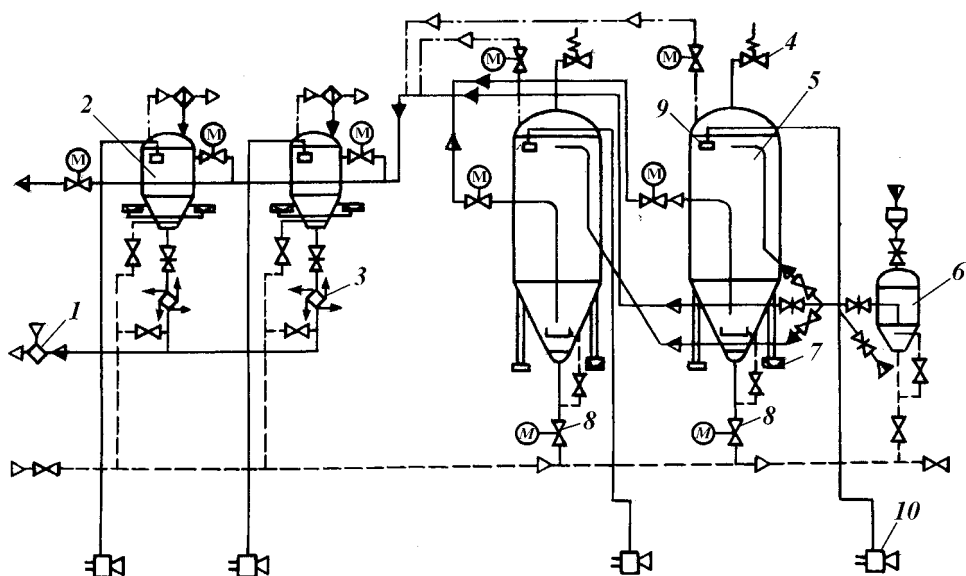


Рис. 17.10. Схема блок-модуля хранения сыпучих материалов:

1 – гидросмеситель; 2 – разгрузитель; 3 – шлюзовой питатель; 4 – предохранительный клапан; 5 – бункер хранения; 6 – пневмоперегрузчик; 7 – измеритель усилия; 8 – шламовый затвор с электродвигателем; 9 – указатель уровня; 10 – сигнальная сирена

По требованию заказчика возможна поставка от 2 до 5 бункеров.

Изготовитель: ДАООТ «Туймазинский завод «Химмаш».

Блоки приготовления раствора (БПР-40, БПР-70) предназначены для приготовления, утяжеления и хранения порошкообразных материалов при бурении нефтяных и газовых скважин. Также могут быть использованы для приготовления жидких химических реагентов из различных порошкообразных материалов.

В настоящее время изготавливаются два типа конструкций блоков с объемом сосудов 40 и 70 м³. Оба типа блоков по конструкции аналогичны, за исключением объемов сосудов и основания блоков.

В качестве примера на рис. 17.11 показан блок БПР-70. Он состоит из фильтров 1, двух цилиндрических емкостей (силосов) 2, аэрирующих устройств 3, разгрузочных устройств 4, основания 5 и ограждения 6. В комплект блока входит также выносной гидросмеситель 7. Каждый силос имеет коническое днище с аэрирующими устройствами, к которым поступает сжатый воздух от компрессора буровой.

Гидросмеситель монтируется на одной из емкостей циркуляционной системы на расстоянии не более 8–10 м от разгрузочного устройства силоса, с которым он соединяется рукавом. Силосы загружают из автоцементовозов через шланг и загрузочную трубу с быстроразъемным соединением. Подача порошка из силоса в гидросмеситель производится за счет вакуума, создаваемого жидкостью при поступлении ее в камеру гидросмесителя. Точность порционной подачи порошка из силоса в гидросмеситель обеспечивается гидравлическим измерителем усилия ГИУ-1.

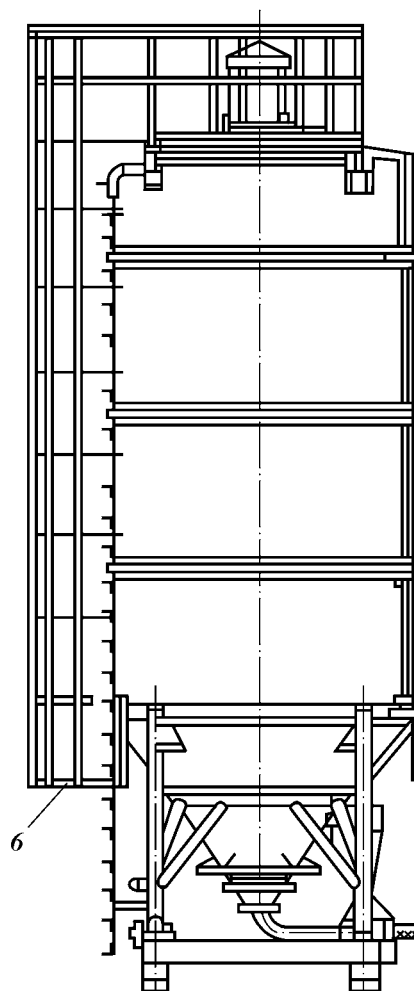
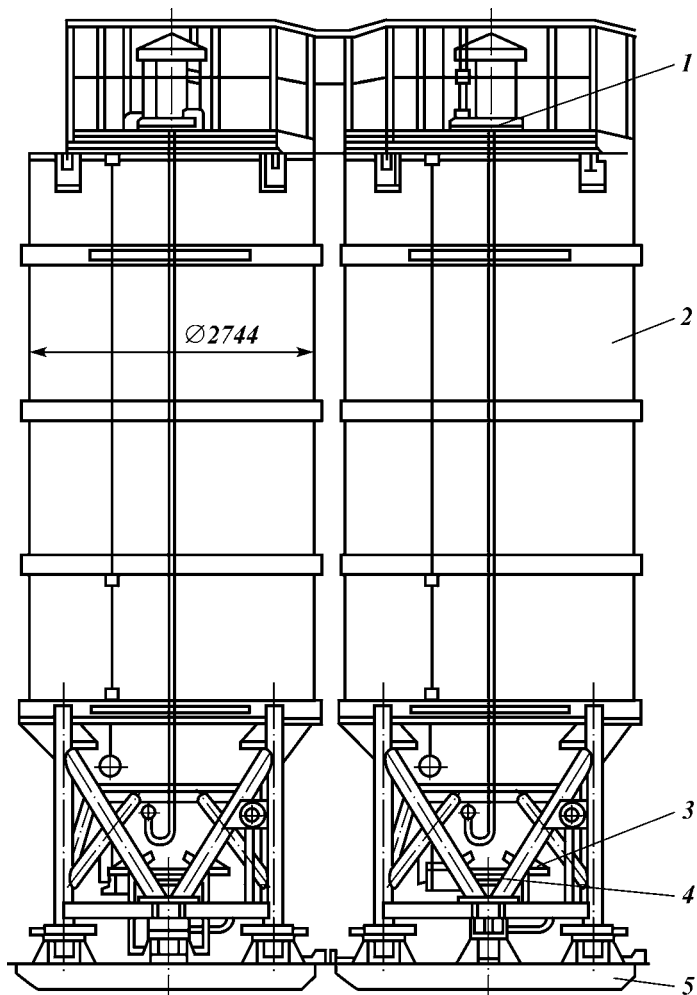
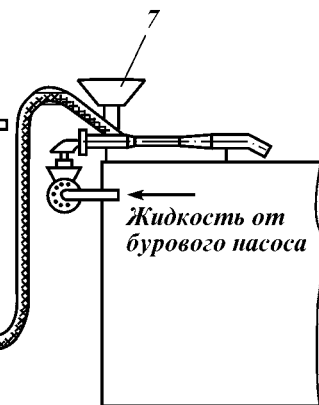


Рис. 17.11. Блок приготовления БПР-70:

1 – фильтр; 2 – цилиндрическая емкость; 3 – аэрирующее устройство; 4 – разгрузочное устройство; 5 – основание; 6 – ограждение; 7 – гидросмеситель



Техническая характеристика

Объем силосов, м ³	70
Производительность при приготовлении глинистой суспензии или утяжелителя, м ³ /ч	60
Максимальная подача порошка в гидросмеситель, т/ч, не более	15
Число силосов	2
Габариты, мм	6050×3680×9340
Масса, кг	9115

Комплект поставки включает силосы в сборе, эжекторный смеситель, технологическую обвязку, запасные насадки для гидросмесителя.

Изготовители: БПР-70 — ДАООТ «Туймазинский завод «Химмаш», БПР-40 — ДАООТ «Хадыженский машзавод».

БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА АООТ «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ»

Циркуляционные системы производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники» (рис. 17.12–17.15) скомпонованы в виде цельно-металлических блок-модулей (для северных регионов) или таких же блок-модулей с быстроразборной съёмной крышей и мягким укрытием (для южных регионов). Межблочные соединения блоков — быстро-разъемные.

Блок-модули снабжены: системой освещения; застекленными окнами; системой приточно-вытяжной вентиляции; люками для очистки емкостей; желобной системой для перетока бурового раствора по емкостям; донными клапанами для слива отработанного бурового раствора; пароподогревателями в донной части емкостей, паровыми калориферами для обогрева помещений ЦС; консольно-поворотными балками с таями для вывода из помещения ЦС комплектующего оборудования для ремонта; паровыми и водяными линиями для обмыва, очистки оборудования; кольцевой системой растворопровода, позволяющей осуществлять перекачку бурового раствора из любой емкости и подачу во всасывающую линию буровых насосов.

Эти блоки являются основой для компоновки ЦС, однако АООТ «Волгоградский завод буровой техники» по требованию заказчика может исключить отдельные виды комплектующего оборудования, заменить аналогами отечественного или зарубежного производства, дополнить необходимыми системами.

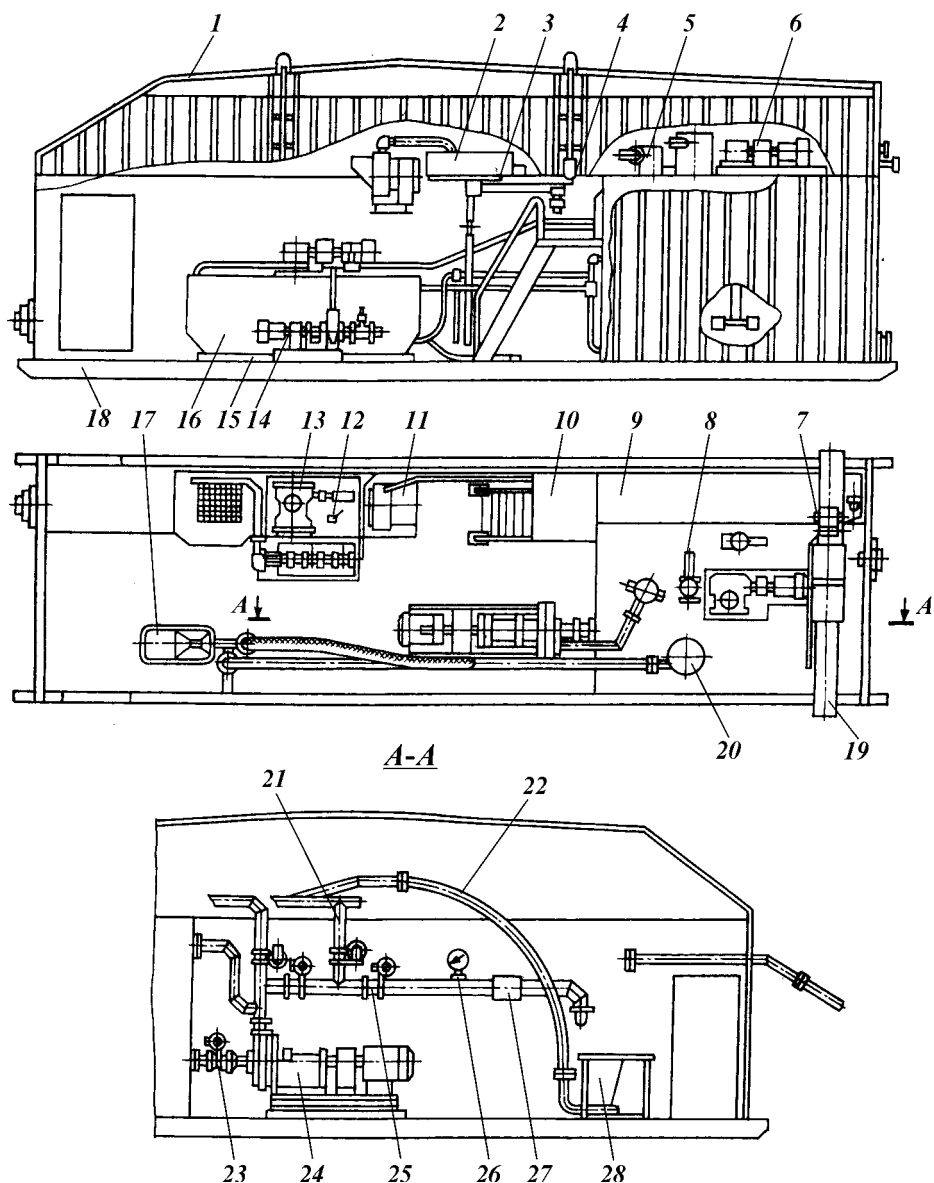


Рис. 17.12. Блок приготовления и обработки бурового раствора:

1 – крыша; 2 – кран-балка; 3 – консольно-поворотная балка; 4 – таль ручная; 5 – диспергатор; 6, 13 – лопастные перемешиватели; 7 – клапан сливной; 8 – гидравлический перемешиватель; 9 – желоб; 10 – лестница с площадкой; 11 – отопительный агрегат; 12 – затвор; 14 – электронасосный агрегат; 15 – узел приготовления химреагентов; 16 – резервуар химреагентов; 17 – воронка гидросмесителя; 18 – укрытие с рамой; 19 – коллектор; 20 – деаэратор; 21 – гидравлический смеситель; 22 – соединительный рукав; 23, 25 – поворотный затвор дисковый; 24 – электронасосный агрегат; 26 – манометр с разделителем; 27 – соединительная муфта; 28 – воронка гидросмесителя

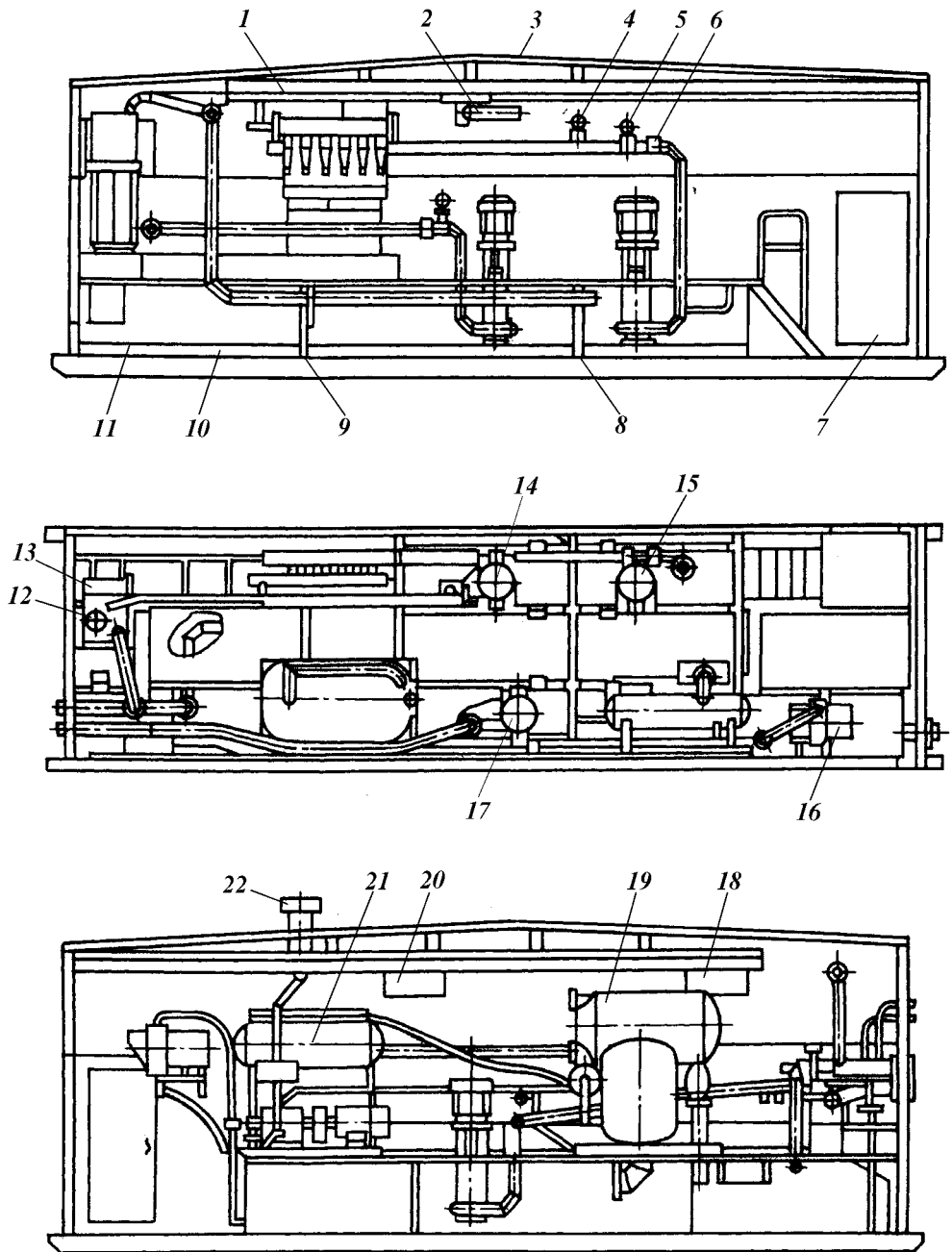


Рис. 17.13. Блок очистки (тип 2):

1 – илоотделитель ИГ-45М; 2 – кран-балка и ручная таль; 3 – крыша; 4 – манометр с разделителем; 5 – поворотный дисковый затвор; 6 – соединительная муфта; 7 – дверной блок; 8, 9 – шиберы; 10 – емкость; 11 – укрытие с рамой; 12 – поплавковое устройство регулятора уровня раствора; 13 – сливной бак; 14, 15, 17 – насос вертикальный шламовый ВШН-150; 16 – отопительный агрегат; 18 – вентиляционный люк; 19 – блок вакуум-насоса дегазатора «Каскад-40»; 20 – окно; 21 – камера дегазации дегазатора «Каскад-40»; 22 – дефлектор с заслонкой

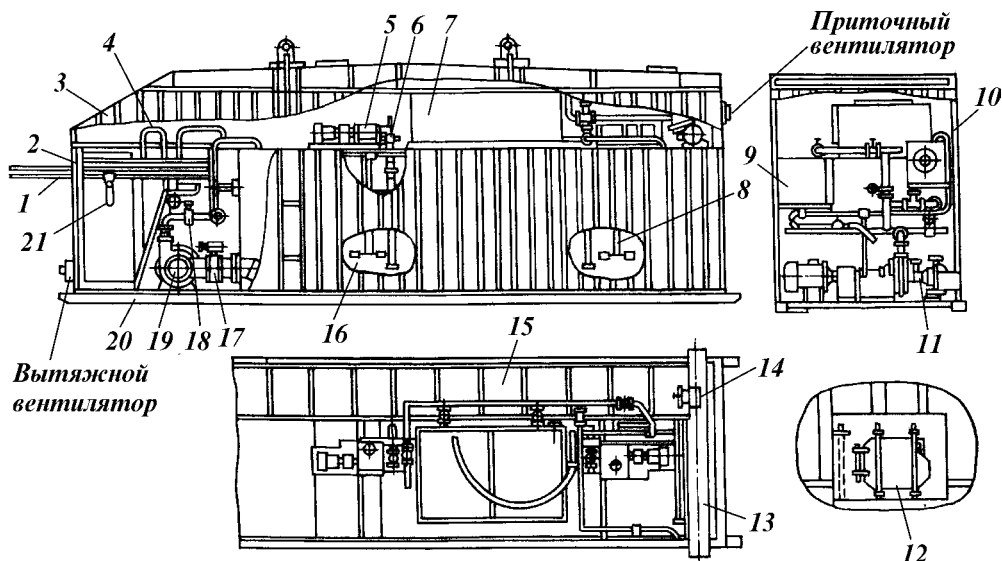


Рис. 17.14. Блок хранения (тип 1):

1 – кран-балка; 2 – балка; 3 – крыша; 4 – лестница; 5, 8 – лопастный перемешиватель; 6 – гидравлический перемешиватель; 7 – резервуар химреагентов; 9 – желоб; 10 – отопительный агрегат; 11, 17, 18 – поворотный дисковый затвор; 12 – сливной люк; 13 – растворопровод; 14 – сливной клапан; 15 – желоб; 16 – емкость; 19 – электронасосный агрегат ГрА170/40; 20 – укрытие с рамой; 21 – ручная таль

17.3. ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ

Для равномерного распределения компонентов по всему объему бурового раствора применяют перемешивающие устройства. Отечественная промышленность выпускает гидравлические и механические перемешиватели.

Гидравлический перемешиватель ПГ (рис. 17.16) – двухшарнирный и состоит из приемного патрубка 1, корпуса 3, монитора 4 и насадок 5. Он присоединяется к трубопроводу, по которому поступает буровой раствор, с помощью фланца. Монитор фиксируют в заданном положении с помощью пальцев. Угольник монитора 6 и приемный патрубок с резиновыми уплотнениями на концах 2 и 7 вставлены в корпус перемешивателя и двумя рядами шариков зафиксированы от перемещения в осевом направлении, в результате чего монитор свободно вращается вокруг двух взаимно перпендикулярных осей корпуса.

Механический перемешиватель ПМ (рис. 17.17) также предназначен для перемешивания бурового раствора в емкостях ЦС. Он состоит из лопастного 1 и промежуточного 2 валов, рамы 3, мотор-редуктора 4 и крыльчатки 5. Лопастный вал выполнен в виде трубы, к верхней части которой приварен фланец, а к нижней – присоединена втулка с шестью лопастями. Нижняя часть промежуточного вала соединена с лопастным валом при помощи фланца, а верхняя часть – с мотор-редуктором при помощи муфты.

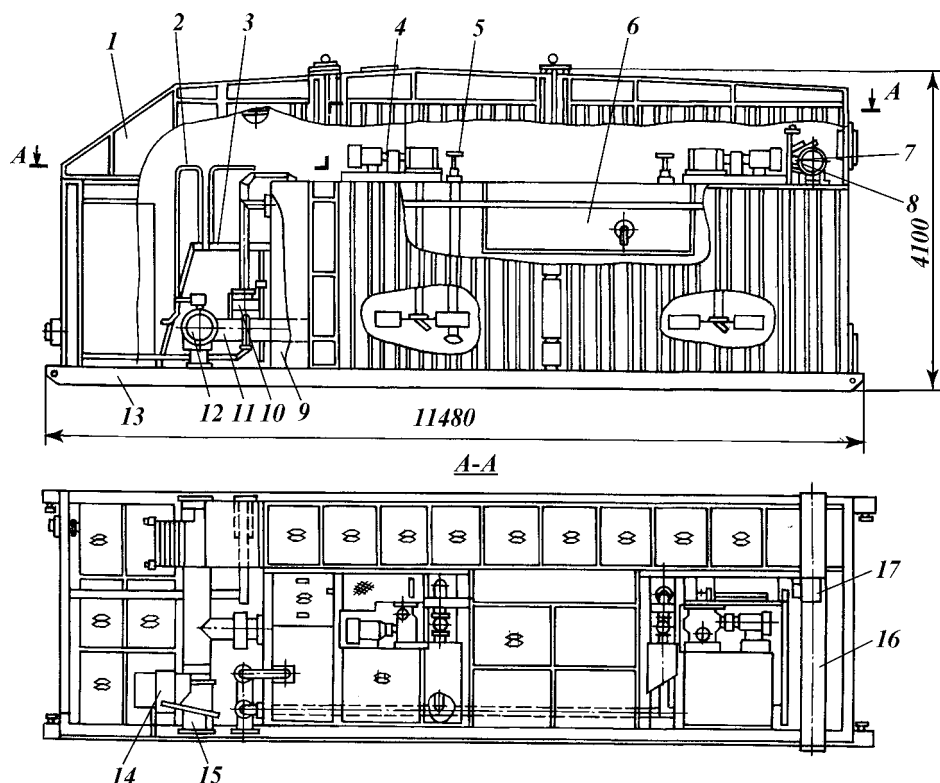


Рис. 17.15. Блок хранения (тип 2):

1 – крыша; 2 – лестница; 3 – площадка; 4, 17 – лопастные перемешиватели; 5 – гидравлический перемешиватель; 6 – отсек; 7 – клапан; 8, 11 – растворопровод; 9 – емкость; 10, 12 – поворотный затвор с ручным приводом; 13 – укрытие с рамой; 14 – отопительный агрегат; 15 – соединительная муфта растворопровода; 16 – отсек

В настоящее время налажено серийное производство наиболее совершенных механических перемешивателей ПЛ₁ и ПЛ₂ (рис. 17.18).

Главным преимуществом их является то, что они оснащены комбинированным турбинно-пропеллерным перемешивающим органом, позволяющим значительно повысить эффективность перемешивания буровых растворов. Кроме того, их конструкция упрощена, а вместо дефицитного мотор-редуктора МПО2-15В-5,5/45,5 используются редукторы массового производства.

Механический перемешиватель с комбинированным перемешивающим органом создает в буровом растворе перекрестные потоки сразу в нескольких плоскостях, в результате чего обеспечивается интенсивное перемешивание бурового раствора, предупреждается выпадение утяжелителя на дно емкостей и исключаются застойные зоны в буровом растворе.

Техническая характеристика перемешивателей

Тип перемешивателя	ПЛ ₁	ПЛ ₂
Мощность привода, кВт	5,5	3,0
Частота вращения крыльчатки, об/с	2,2	0,75
Диаметр крыльчатки, мм	700	1240
Вид мешалки	Турбинно-пропеллерная	
Число лопастей	3×4	6×6
Габариты, мм	700×1320×2700	1240×1320×2700

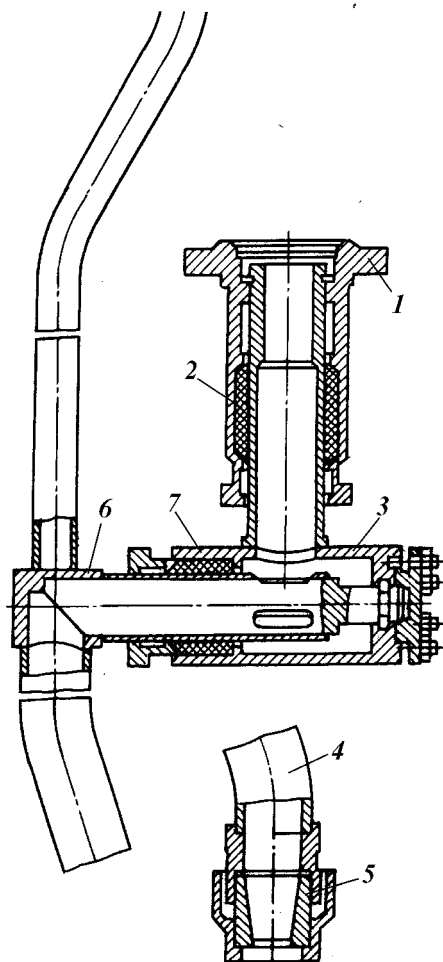


Рис. 17.16. Гидравлический перемешиватель

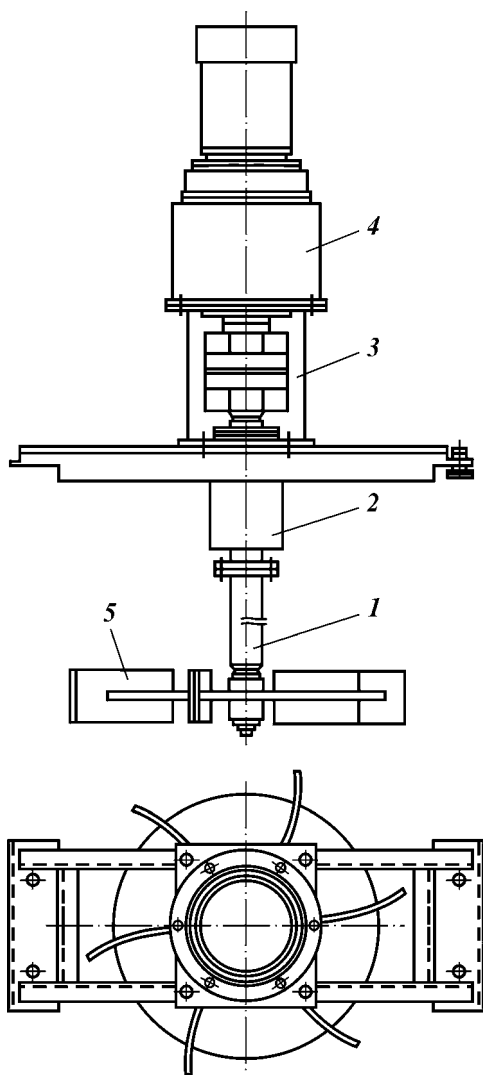


Рис. 17.17. Механический перемешиватель

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсионную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.

Дальнейшее совершенствование приготовления эмульсионных и суспензионных систем идет по пути интенсификации взаимодействия компонентов. Для этой цели в последние годы разработаны и начали успешно применяться диспергаторы ДГ-2 и ДШ-100.

Диспергатор ДГ-2 предназначен для диспергирования твердой и эмуль-

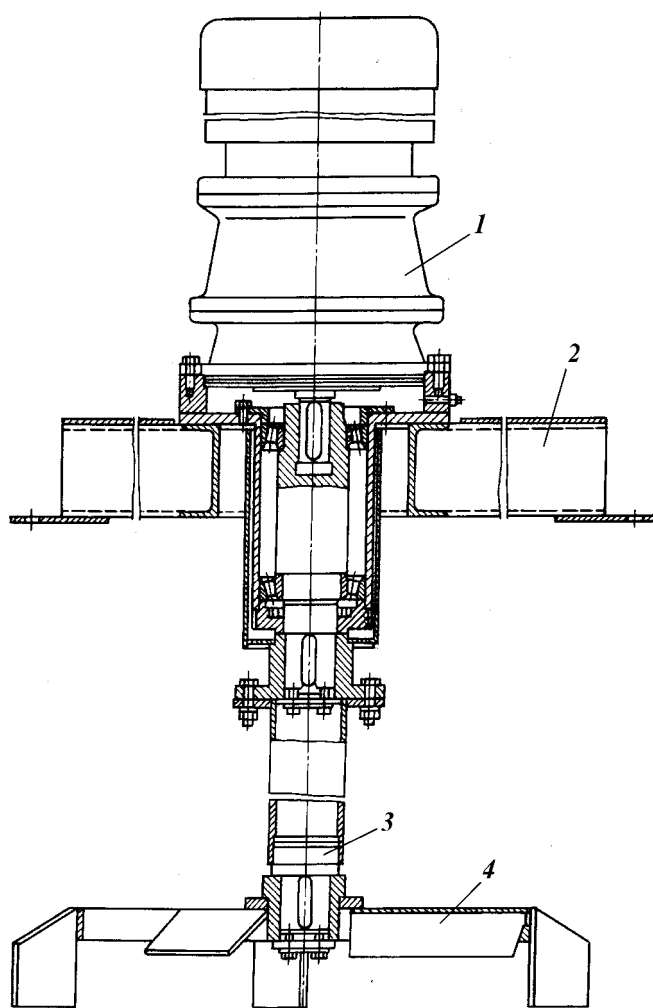


Рис. 17.18. Механический перемешиватель с турбинно-пропеллерной мешалкой:
1 – мотор-редуктор; 2 – основание; 3 – вал; 4 – мешалка

гирования жидкой фаз буровых растворов и других жидкостей специального назначения при их приготовлении и применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности, а также в других отраслях при работе с насосами высокого давления. При его использовании обеспечивается сокращение расхода материалов и ускорение приготовления и утяжеления буровых растворов (рис. 17.19).

Техническая характеристика ДГ-2

Принцип измельчения компонентов раствора.....	Гидравлический «струя в струю»
Рабочее давление на входе в диспергатор, МПа.....	10 – 14
Пропускная способность, м ³ /ч.....	40 – 100
Габариты, мм.....	1190×750×280
Масса, кг.....	190

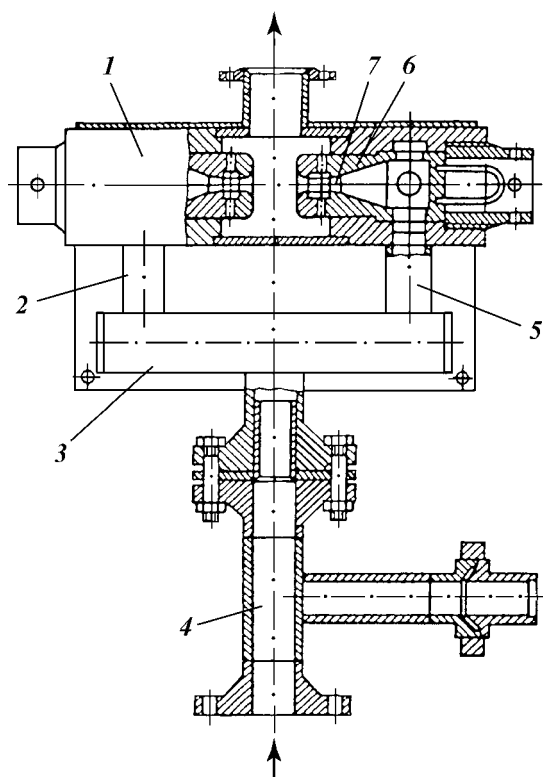


Рис. 17.19. Гидравлический диспергатор типа «струя в струю» ДГ-2:

1 – корпус; 2, 5 – патрубки; 3 – коллектор; 4 – входной патрубок; 6 – сопло; 7 – насадка

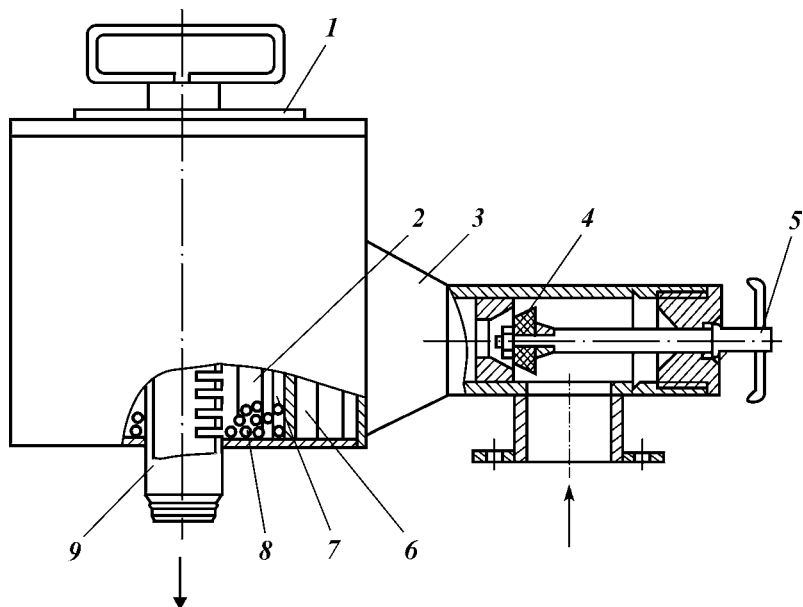


Рис. 17.20. Циклонный шаровой диспергатор ДШ-100:

1 – крышка; 2 – внутренняя камера; 3 – патрубок; 4 – клапан; 5 – запорное устройство; 6 – наружная камера; 7 – щелевидное сопло; 8 – мелющие тела; 9 – фильтр

Диспергатор ДШ-100 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и различных технологических жидкостей при их приготовлении. Применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности и строительной индустрии при работе с насосами низкого давления (рис. 17.20).

Техническая характеристика ДШ-100

Принцип измельчения компонентов раствора.....	Гидромеханический
Рабочее давление на входе в диспергатор, МПа.....	0,3—0,4
Пропускная способность, м ³ /ч.....	80—100
Габариты, мм.....	600×250×400
Масса, кг.....	50

Преимущества этих диспергаторов состоят в следующем: низкая энергоемкость процесса диспергирования, безопасность работ, сокращение расхода материалов, простота обслуживания и эксплуатации, что подтверждено успешной эксплуатацией в управлениях буровых работ и тампонажных конторах объединения «Грознефть», «Коминнефть», «Киргизнефть» и др.

17.4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

В связи с тем, что поступающие в буровой раствор частицы буренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на технико-экономические показатели бурения, очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

На средства грубой очистки, т.е. вибросита, приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять особое внимание. Для утяжеленных буровых растворов это, в сущности, единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 (рис. 17.21) предназначено для очистки бурового раствора от шлама при бурении глубоких скважин в любых типах пород. Оно состоит из рамы 1, распределительного желоба 2, двух электродвигателей 3, ограждения 4, вибрирующей рамы 5, амортизаторов 6 и барабанов для натяжения сетки 7. Боковые стенки, приваренные к ползьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким образом, что обеспечивает прием бурового раствора с трех сторон и подачу его на сетку вибрирующей рамы через два сливных лотка. Выравниватели сливных лотков обеспечивают равномерное распределение раствора по

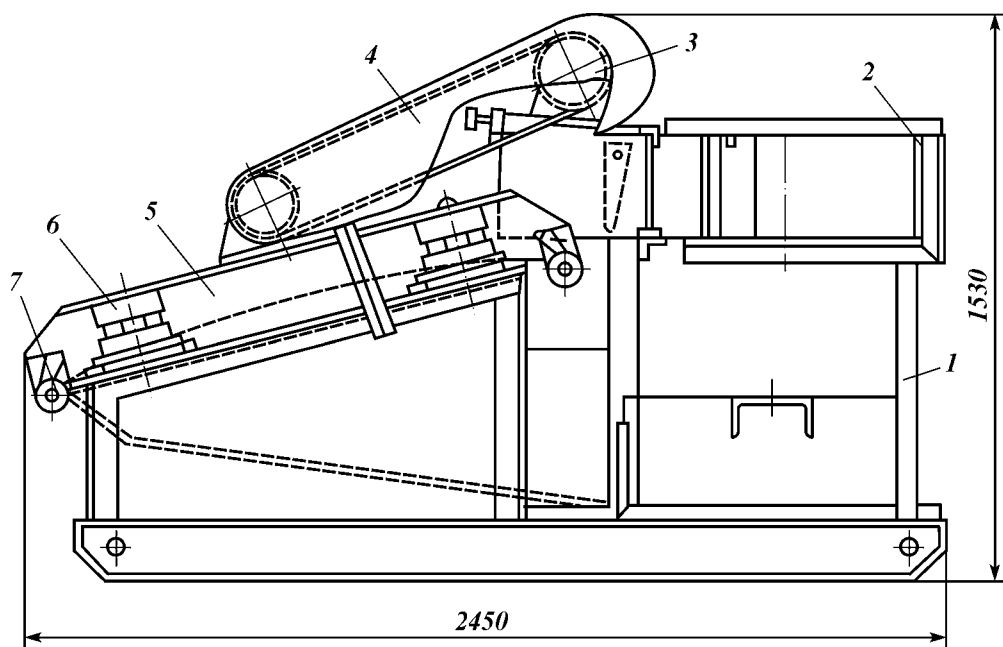


Рис. 17.21. Вибрационное сито СВ-2

ширине сетки. Выравниватели могут полностью перекрыть сливные лотки желоба.

В центре распределительного желоба выполнено окно, с помощью которого желоб соединяется с ванной вибросита. Поэтому при закрытых выравнивателях лотках и поднятом вверх угловом шибере раствор будет поступать непосредственно в ванну, минуя сетку. Окно перекрывается угловым шибером.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм. Длина рабочей части сетки 1,2 м, ширина 0,9 м. Общая длина устанавливаемой на вибросито сетки 4,5 м. Сетка колеблется с частотой 1600 или 2000 колебаний в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12–18 °С. Масса вибросита 1380 кг.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над емкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют растворопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через

задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Конструкция вибрирующих рам, барабанов с сеткой и приводов вибраторов аналогична конструкции этих узлов на сите типа СВ-2. Технологические характеристики этих вибросит одинаковые.

Вибрационное сито ВС-1 значительно сложнее описанных выше, но более эффективно, особенно при очистке утяжеленных буровых растворов. Оно состоит (рис. 17.22) из станины 1 для крепления вибросита на блоке очистки ЦС (станина является также сборником и распределителем очищенного раствора) и вибрирующей рамы 2, предназначенной для непосредственной очистки бурового раствора путем процеживания его через сменные вибрирующие сетки и сброса шлама в отвал.

Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Полозья-сани соединены между собой двумя трубами 3 и листом-поддоном. На ползьях устанавливается приемная емкость 4 для поступающего из скважины бурового раствора. В верхней части приемной емкости смонтированы поворотные распределители потока 5, с помощью которых обеспечивается равномерная подача раствора на сетку. Распределители могут фиксироваться под любым углом к потоку. Если необходимо подавать раствор, минуя сетку, приемная емкость имеет клиновой шибер 6, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам ползьев-саней выполнены отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами 7.

На ползьях установлены четыре тумбы 8 для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин 9.

Под козырьком приемной емкости расположена ручная станция для периодической смазки подшипников вибратора.

Вибрирующая рама по конструкции представляет собой закрепленное между боковинами основание для крепления сетки. Кроме основания сетки боковины скрепляются стяжной трубой, корпусом вибратора и рамой привода. В корпусе вибратора 10 размещен вал, на обоих концах которого установлены дисбалансы, создающие необходимую амплитуду колебаний. На

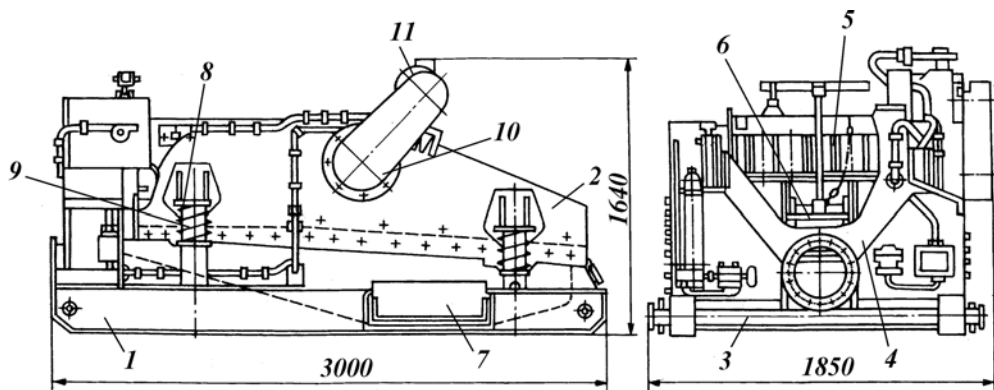


Рис. 17.22. Вибрационное сито ВС-1

раме привода размещен электродвигатель 11, обеспечивающий нужную частоту колебаний, а на противоположном конце расположены грузы, уравнивающие привод. Передача движения от двигателя к вибратору осуществляется двумя клиновыми ремнями.

Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размерами ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4 и 0,9×0,9 мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая — с наклоном около 5° к горизонту. Поперечное натяжение каждой сетки осуществляется подпружиненными болтами с усилием до 50 кН. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м².

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16×0,16 мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9×0,9 мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

В зарубежной практике механическим средствам грубой очистки уделяют большое внимание. Несколько фирм США выпускают вибросита самых разнообразных конструкций: одинарные, сдвоенные и строенные, одно-, двух- и трехъярусные комбинированные, двухступенчатые и т.д.

Гидроциклон — один из наиболее сложных аппаратов, используемых для очистки флюидов от механических примесей. Его технологические характеристики меняются при изменении любого геометрического размера.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители — это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Как и вибросита, эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Считается, что производительность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя — 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях, а иногда использовать часть очищенного раствора для разбавления неочищенного и таким образом существенно повышать эффективность работы гидроциклонов.

Гидроциклонные шламоотделители обычно включают в работу с момента забуривания скважины. Уже при бурении под кондуктор система очистки бурового раствора должна работать на полную мощность. Шлам необходимо удалить из бурового раствора раньше, чем он будет подвергнут многократному истиранию и диспергированию в циркуляционной системе и стволе скважины. Только в этом случае удастся сохранить стабильными параметры бурового раствора, избежать перерасхода запасных деталей к

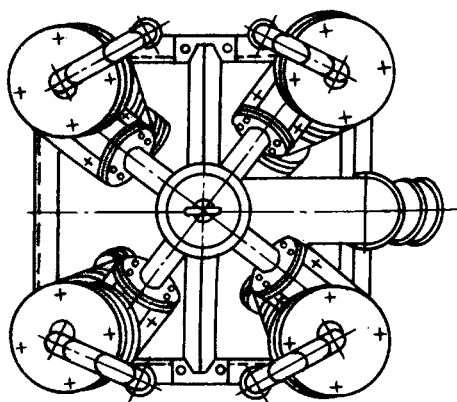
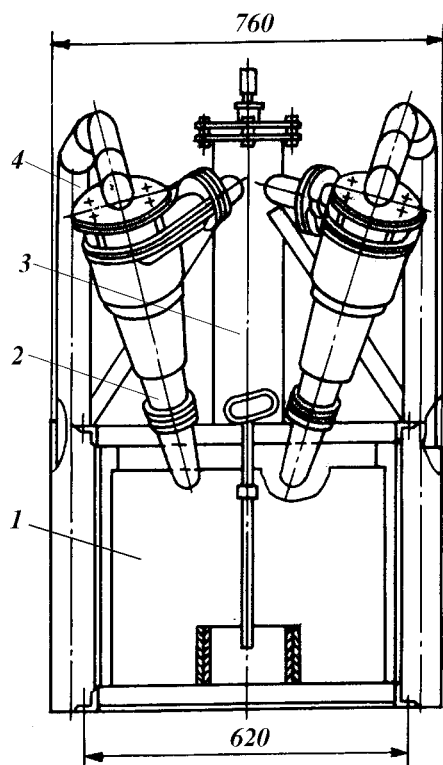
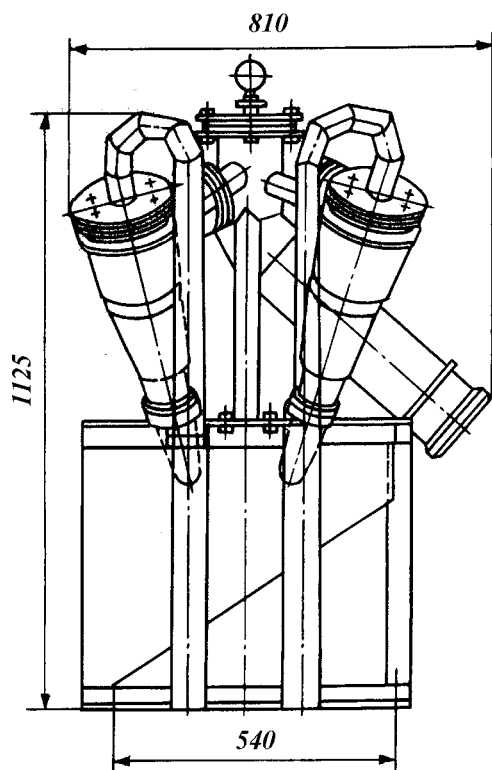


Рис. 17.23. Пескоотделитель 1ПГК

гидравлическому оборудованию, сохранить стабильным ствол и достичь высоких показателей работы долот.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель типа ПГК, называемый пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов (рис. 17.23) состоит из сварной рамы 1, четырех гидроциклонов 2, крестовины 3 и четырех отводов 4 с резиновыми ру-

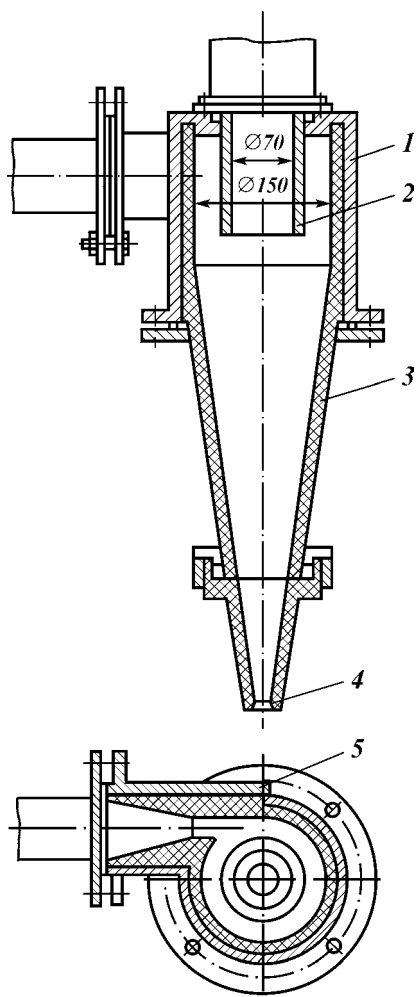


Рис. 17.24. Гидроциклон

кавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком. В передней торцевой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцевой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

Гидроциклон (рис. 17.24) включает металлический корпус 1, внутри которого установлен цельнолитой полый резиновый или пластмассовый конус 3, питающую резиновую насадку 5 и металлическую сливную насадку. В нижнюю часть гидроциклона вставляется резиновая песковая насадка 4 с отверстием 15 или 25 мм. Раствор из гидроциклона сливается по патрубку 2.

Вертикальный шламовый насос (рис. 17.25) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом 5, установленным в полости 8. Колесо защищено дисками 7. Вместо сальника в нем используется разъемная резиновая втулка 4, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала 6 насоса.

Два шарикоподшипника играют роль основных опор вала колеса. Они расположены в верхней части корпуса 3 насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от его воздействия.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя 1 через упругую пальцевую муфту 2. Электродвигатель крепится к корпусу насоса, который имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами для установки в емкости ЦС. Такое устройство позволяет переводить насос из рабочего вертикального положения в горизонтальное для ремонта.

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90 (число обозначает производительность в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

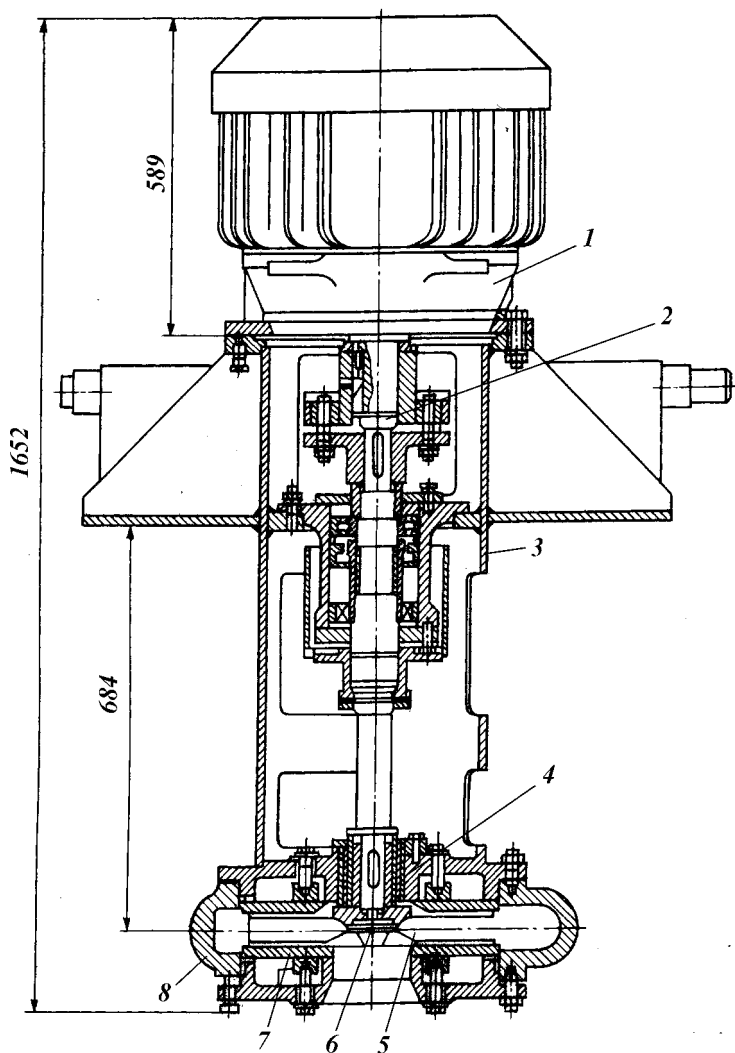


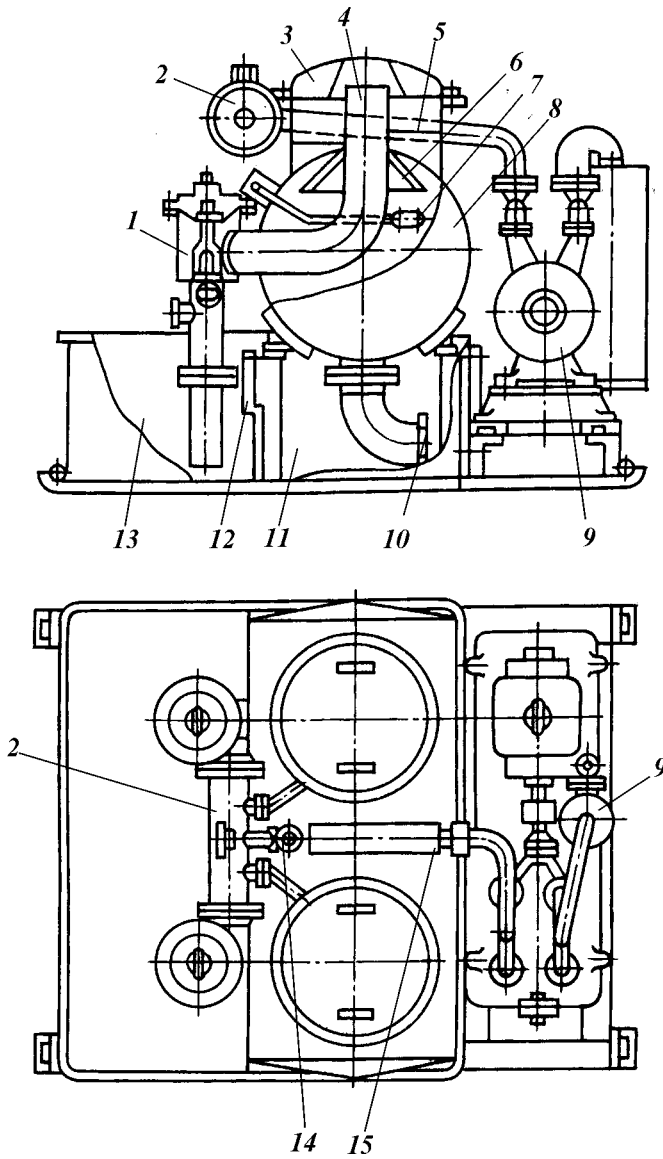
Рис. 17.25. Вертикальный шламовый насос типа ВШН

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора, и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос.

17.5. ДЕГАЗАТОРЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В процессе бурения скважин возможно насыщение бурового раствора пластовым газом, воздухом, а также его вспенивание. В результате этого ухудшаются технологические свойства раствора: уменьшается

Рис. 17.26. Двухкамерный вакуумный дегазатор типа ДВС-II



плотность, увеличиваются статическое напряжение сдвига и вязкость. Поэтому ухудшаются условия работы оборудования циркуляционной системы, буровых насосов, усиливается опасность возникновения различных видов осложнений. Для предупреждения осложнений, связанных с газированием бурового раствора, используют методы механической и вакуумной дегазации.

В основе механического способа дегазации лежит разделение газожидкостного потока путем разбрызгивания, турбулизации или воздействия инерционным полем. Для реализации метода применяют различные устройства с вращающимся ротором, гидроциклоны, разбрызгиватели. Ваку-

умный способ основан на извлечении свободного газа из жидкости путем создания над ее поверхностью разреженной зоны. Этот способ реализуется с помощью камеры, куда периодически или непрерывно поступает на обработку газированный буровой раствор и где при помощи вакуум-насоса создается разрежение, под действием которого газ отделяется от жидкости.

В отечественной практике бурения скважин наиболее распространены вакуумные дегазаторы периодического воздействия. Они обрабатывают буровой раствор порционно. В период всасывания жидкости и ее дегазации в камере создается вакуум, а в период слива дегазированной жидкости камера сообщается с атмосферой. На таком принципе работает двухкамерный вакуумный дегазатор ДВС-II конструкции УкрНИИгаза. Он включает в себя следующие основные узлы (рис. 17.26): цилиндрическую камеру 8, разделенную на два одинаковых отсека, оборудованных дегазационной камерой 3. В последней имеются специальные тарелки 5 и конусы 6, попадая на которые буровой раствор дегазируется в вакуумной среде во время всасывания его через приемный клапан 1 и всасывающую трубу 4 из емкости 13. Отсек емкости 11 перекрывается заслонкой 12. Дегазационные камеры периодически подключаются к вакуумному насосу 9 посредством клапана-разрядника 2, управляемого регуляторами уровня поплавкового типа 7. Вся система управления дегазатором подключена к вакуум-насосу через вакуумный ресивер 15. Приемные клапаны снабжены резиновыми мембранами, которые управляются золотниковым механизмом 14. Автоматически действующие сливные клапаны 10 открываются и закрываются в результате изменения направления потока бурового раствора.

Отечественной промышленностью, кроме того, выпускается вакуумный дегазатор ДВС-2К, который незначительно отличается от дегазатора ДВС-II; в нем отсутствует специальная емкость, так как он входит в состав блока очистки циркуляционной системы буровой установки.

В условиях низких сезонных температур иногда используют дегазатор ДВМ-2, который имеет следующие конструктивные особенности по сравнению с дегазатором ДВС-II: роль конусов и тарелок выполняет один решетчатый конус; приемный клапан перенесен внутрь всасывающей трубы, что позволило исключить корпус выкидного клапана; клапан управляется не резиновой мембраной, а постоянно поджимается пружиной. В результате перенесения выкидного клапана внутрь всасывающей трубы обеспечивается полное опорожнение трубы в перерывах между работой, поэтому исключается замерзание в ней жидкости в зимнее время. Дегазатор ДВМ-2 более транспортабелен, так как его масса составляет 800 кг.

17.6. УСТАНОВКА ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА БАЗЕ ЦЕНТРИФУГИ

Установка для обработки бурового раствора на базе центрифуги предназначена для комплектации новых и эксплуатируемых циркуляционных систем буровых установок. Она позволяет вести безамбарное бурение, решая экологические проблемы. Основой установки является центрифуга модели ОГШ-500. При очистке неутяжеленных растворов удаляются частицы размером до 5 мкм, а также обезвоживаются сливы из песко- и илоотделителей. Применение установки позволяет вскрывать пласты при

циркуляции бурового раствора плотностью 1,06 г/см³, получаемого без разбавления водой.

При работе с применением утяжеленных буровых растворов использование установки дает возможность вести бурение на одном объеме утяжелителя, выводя из раствора коллоидную фазу и исключая тем самым избыток нарабатываемого утяжеленного бурового раствора. Экономия барита при этом может составлять 40–60 % и более; также существенно снижается расход химреагентов.

При использовании центрифуг в несколько раз возрастает межремонтный период насосного оборудования, увеличивается стойкость долот. Кроме того, облегчается управление свойствами буровых растворов.

Установка комплектуется центробежным насосом и мембранным насосом для работы с утяжеленными буровыми растворами. В комплекте с блоком флокуляции центрифуги обезвоживают избыточный буровой раствор, возвращая жидкую фазу в обратное водоснабжение.

Техническая характеристика

Частота вращения, об/мин.....	1200–2000
Производительность, дм ³ /с.....	0,5–5
Мощность привода, кВт.....	30
Масса центрифуги, кг.....	2500
Габариты, мм.....	2465×1943×986

17.7. ВСАСЫВАЮЩИЕ ЛИНИИ ДЛЯ БУРОВЫХ НАСОСОВ

Очищенный буровой раствор посредством подпорных насосов либо самовсасыванием подается из приемных резервуаров циркуляционной системы в буровые насосы. Всасывающим трубопроводом или линией всасывания называют участок трубопровода, по которому подводится раствор из опорожняемой емкости к насосу.

Всасывающие линии имеют важное значение в обеспечении заданных технических показателей буровых насосов. Эффективность действия их определяется полнотой заполнения жидкой средой рабочих камер насоса. При неполном заполнении рабочих камер при всасывании уменьшается подача буровых насосов, а также снижаются прочность и долговечность всей насосной установки из-за гидравлических ударов, возникающих при обратном ходе поршней. Для полного заполнения рабочих камер насоса всасываемая жидкость должна безотрывно следовать за поршнем. При отрыве всасываемой жидкости от поршня в рабочих камерах насоса образуется вакуум, в результате которого возникает кавитация, способная привести к полному срыву подачи. Поэтому для обеспечения безотрывного перемещения всасывающей жидкости за поршнем и предотвращения кавитации давление на входе в насос должно быть выше давления насыщенных паров жидкой среды.

В зависимости от компоновки циркуляционной системы буровые насосы располагаются выше или ниже уровня бурового раствора в емкости. Предпочтительнее располагать насос ниже уровня бурового раствора в опорожняемой емкости. В этом случае насосы работают с подпором, определяемым разностью высот бурового раствора в опорожняемой емкости и центра тяжести сечения входа в насос. Если буровой насос располагается выше уровня раствора в емкости, то высота установки его ограничивается допускаемой вакуумметрической высотой всасывания, при которой обес-

печивается работа насоса без изменения основных технических показателей.

Высоту всасывания вычисляют на основании уравнения Бернулли для потока жидкости в сечениях z_a , совпадающих с уровнем раствора в опорожняемой емкости, и в сечении z_b , совпадающем с входом в насос:

$$\rho g z_a + p_a + \rho \frac{v_a^2}{2} = \rho g z_b + p_b + \rho \frac{v_b^2}{2} + \Delta p_{\text{и}} + \Delta p_{\text{г}} + \Delta p_{\text{к}}. \quad (17.1)$$

Скорость v_a опорожнения емкости можно принять равной нулю, а давление p_a над свободной поверхностью жидкости — равным давлению p_0 окружающей среды. Учитывая, что высота всасывания $z = z_b - z_a$, из уравнения (17.1) получают

$$z = \frac{p_0 - p_b - \rho \frac{v_b^2}{2} - \Delta p_{\text{и}} - \Delta p_{\text{г}} - \Delta p_{\text{к}}}{\rho g}, \quad (17.2)$$

где p_b — давление на входе в насос, Па; v_b — скорость бурового раствора на входе в насос, м/с; ρ — плотность бурового раствора, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с²; $\Delta p_{\text{и}}$ — потери давления на преодоление инерции бурового раствора (определяются массой и ускорением бурового раствора во всасывающей трубе), Па; $\Delta p_{\text{г}}$ — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений всасывающей трубы и приемного коллектора насоса, Па; $\Delta p_{\text{к}}$ — потери давления на преодоление сопротивления клапана насоса, Па.

Для снижения инерционных потерь давления рекомендуется на всасывающей линии устанавливать воздушный компенсатор. При недостаточном давлении p_b на входе в насос и работе с буровыми растворами высоких плотности и вязкости всасывающие линии снабжаются подпорными насосами.

Длина всасывающей линии должна быть минимально возможной, а диаметр используемых труб должен быть не менее диаметра приемного коллектора бурового насоса. На свободном конце всасывающей линии устанавливают сетчатый фильтр, суммарная площадь просветов которого должна быть не менее площади сечения труб, используемых в линии всасывания. Всасывающий трубопровод крепят к насосу посредством фланцевого соединения, уплотняемого листовой прокладкой из резины. Неточность изготовления и монтажа всасывающих линий компенсируется подвижными соединительными муфтами (компенсаторами). Для защиты бурового раствора от промерзания всасывающие линии покрывают теплоизоляционным материалом. Запасные емкости циркуляционной системы с буровым раствором и химическими реагентами подключаются к всасывающей линии с помощью труб сравнительно небольшого диаметра, снабженных клиновыми задвижками или поворотными шиберами.

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ: БУРОВЫЕ ДОЛОТА, БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ, РАСШИРИТЕЛИ, КАЛИБРАТОРЫ

Горные породы на забое скважины разрушаются долотами различных типов и моделей, расширителями и бурильными головками. Долота для сплошного бурения различаются по воздействиям на забой и по своему конструктивному исполнению.

Все долота для сплошного бурения по характеру воздействия на породу разделяются на четыре основные группы:

- 1) долота лопастные, режущие и скалывающие породу;
- 2) долота шарошечные со слабо коническими (почти цилиндрическими) шарошками, одновременно скалывающие и дробящие породу;
- 3) долота с коническими шарошками, вершины которых лежат у центра долота или вблизи нее, собираемые на лапах с консольными цапфами, дробящие породу;
- 4) долота с матричным корпусом, оснащенным твердосплавными штырями или алмазами, режущие и истирающие породу.

Наибольшее распространение получили шарошечные долота. Ими ежегодно выполняется около 95 % объема проходки. В зависимости от числа рабочих органов шарошечные долота бывают одно-, двух-, трех-, четырех-, шести- и многошарошечные. Наиболее распространен трехшарошечный вариант. Его конструкция отличается наилучшей вписываемостью в круглое сечение скважин трех конических шарошек, обеспечивающих оптимальное центрирование и устойчивость долота и т.д.

Более подробно породоразрушающий инструмент можно классифицировать по следующим признакам.

По принципу действия: режуще-скалывающие; дробяще-скалывающие; режуще-истирающие.

По назначению: для сплошного бурения; для колонкового бурения; для расширения ствола скважины; для специальных работ в скважине.

По конструкции рабочего элемента: лопастные; шарошечные; матричные.

По количеству рабочих элементов: одноэлементные; двухэлементные; трехэлементные; четырехэлементные; шестиэлементные и т.д.

По конструкции промывочных устройств: с центральным одним отверстием; с периферийными несколькими отверстиями; с гидромониторными осесимметричными насадками; с асимметричной одной гидромониторной насадкой.

По типу и стойкости вооружения: для бурения мягких пород; для бурения пород средней твердости; для бурения твердых пород; для бурения крепких пород.

18.1. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Простейшая конструкция корпусного трехшарошечного долота с центральной промывкой показана на рис. 18.1, *а* (без сопел) и на рис. 18.1, *б* (с соплами).

Долото состоит из следующих основных узлов: литого корпуса 1, лап 2, узла опор, включающего цапфу 3 и подшипники 4–6, шарошек 7 и очищающего или промывочного узла. В состав последнего могут входить насадки 8 и 9, формирующие высоконапорный поток бурового раствора, а также каналы 10 (рис. 18.1, *б*), просверленные в корпусе 1. Верхняя часть 11 корпуса обычно называется присоединительной головкой, так как она служит для присоединения к переводнику или нижнему концу буровой колонны. В данном случае она выполнена в виде муфты с внутренней конической резьбой 12. На нижней части корпуса 1 обычно предусмотрены пазы, в которые вставляют лапы 2 со смонтированными шарошками. Лапы приваривают к корпусу 1 сварными швами.

Конструкция, показанная на рис. 18.1, характерна для отечественных долот диаметром 394 мм и более; большинство трехшарошечных долот выполняются секционными. Внешний вид и внутренние элементы секционного долота показаны соответственно на рис. 18.2 и 18.3.

Секционное шарошечное долото собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку 1, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба (см. рис. 18.2). Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап 3. На наружной поверхности лап 3 предусмотрены приливы 12, кромки и ребра жесткости, а также округлые полуцилиндрические приливы (бобышки) 2 под промывочные сопла (насадки) 10.

В СНГ сопла изготавливают обычно из металлокерамического материала. Сопла закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном

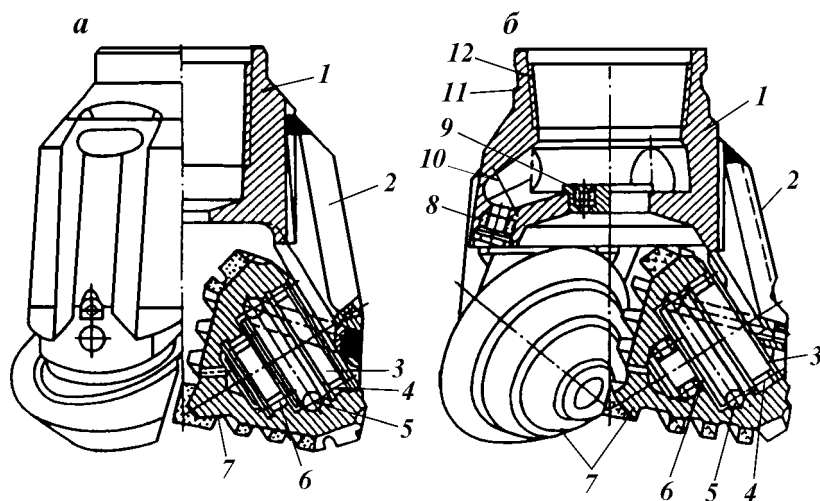
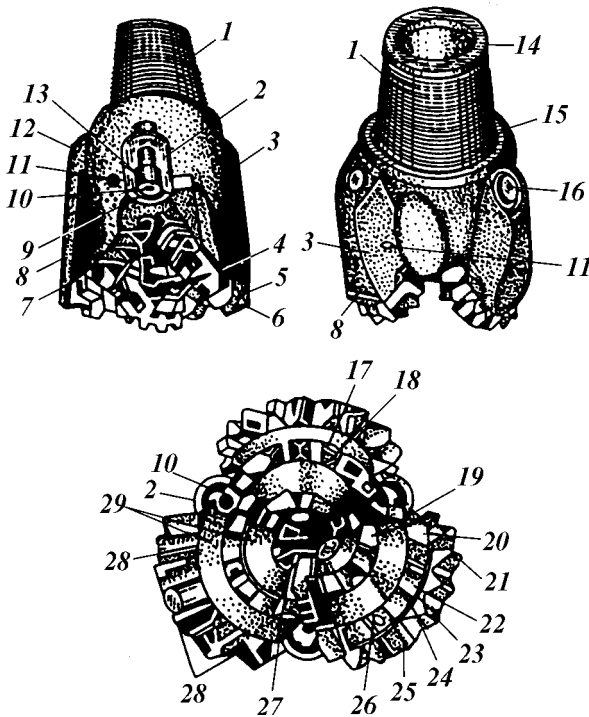


Рис. 18.1. Корпусное шарошечное долото:
а – Д394С; *б* – Д394МГ

Рис. 18.2. Секционное трехшарошечное долото типа XV



случае стопорного кольца 9). Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо прилива 2) обеспечивается обычно резиновым уплотнением 13. Козырек 7 лапы обычно (как и в приведенном случае) защищается антиабразивным покрытием 8, приближенным к торцу 4 шарошки и ее тыльной части 6, называемой часто обратным конусом. На тыльной части 6 шарошки наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью 5, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина

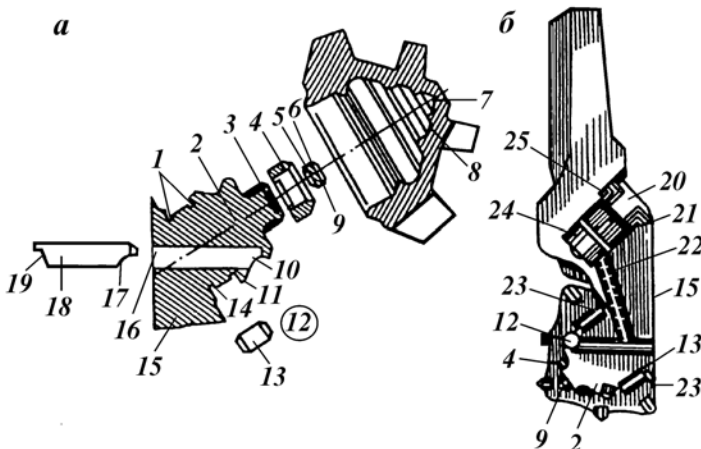


Рис. 18.3. Внутренние элементы шарошечного долота:
а — элементы опоры шарошки; б — секция долота с герметизированной опорой

первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой 27.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец 21, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует ствол скважины. Средние 20 и привершинные 19 венцы принято называть основными. Основными конусами шарошек условно именуют конические поверхности, находящиеся не на тыльной, а на передней (основной) стороне шарошки, ближе к вершине; от них начинают построение шарошки. Различают также промежуточные дополнительные конусы, расположенные между основным и обратным конусом в двух- и трехконусных шарошках.

Часть конуса шарошки, расположенная между двумя венцами, называется межвенцовой расточкой 29. Если она выполняется в виде узкого, но значительного углубления между венцовыми поясками, над которыми выступают рабочие породоразрушающие элементы, то в этом случае ее иногда называют также и кольцевой канавкой.

Стальной выфрезерованный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого, обычно карбидовольфрамового, порошка) — зубком, или штырем 24 (см. рис. 18.2). Углубление между двумя соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обычно выемкой 22. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезеровкой.

Нижняя часть 17 зуба — основание, а верхняя 18 — вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием «режущая кромка».

Поверхность 25 зуба, обращенную к периферии — к периферийному венцу шарошки, принято называть наружной стороной, а поверхность 26, обращенную к вершине — внутренней стороной зуба. Поверхность 25, обращенная по направлению вращения шарошки, называется набегающей, или передней гранью (реже передней стороной или передним крылом зуба), а поверхность 23, направленная в противоположную сторону, — тыльной или задней гранью (стороной). Рабочие поверхности стальных зубьев шарошки и других быстроизнашивающихся элементов долота нередко защищаются наплавляемым антиабразивным покрытием.

На верхнем торце присоединительной головки 1 выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки 1, принято называть внутренней полостью 14 долота, а заплечики 15 — упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

На рис. 18.2 представлены крышка 16 компенсатора и предохранительный сбрасывающий обратный клапан 11 автономной герметизированной принудительной системы смазки элементов опоры шарошки. Опора шарошки долота (рис. 18.3, а) обычно состоит из консольной цапфы 2, составляющей единое целое с лапой 15, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего,

фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника 12. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход 16, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем 18. Эта деталь имеет форму штыря и выполняет роль пробки, заходящей в проход 16 и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки 10.

В пальце 18 на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез 17, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки 10 замкового подшипника, а на другом — канавка 19 под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его смещению и выпадению.

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих долот состоит из беговой дорожки 14, роликов 13 и направляющих плоскостей 1. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком 11.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой 4, которая впрессовывается в гнездо 8, высверливаемое в шарошке. Втулку 4 часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) 3 и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник 9 в виде планшайбы с накаткой 6 по боковой поверхности и со шлифованным днищем 5. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо 7, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой 4 или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку 4 и подпятник 9.

Если опора долота герметизирована (см. рис. 18.3, б), в ее состав чаще всего включают сальниковое уплотнение 23, гибкую диафрагму 21 (являющуюся основной деталью компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) 24, каналы для смазки 22 и крышку или пробку 20 компенсатора 25, перекрывающую полость резервуара 24.

В Российской Федерации для бурения нефтяных скважин выпускаются одно-, двух- и трехшарошечные долота.

Одношарошечные долота. Эти долота разработаны в СевКавНИПИ. Все они относятся к одному классу (с твердосплавным вооружением) и одному типу СЗ (по прежнему обозначению С1) — для средних, преимущественно карбонатных, хрупких пород, таких как доломиты, конгломераты, известняки и др.

По своим конструктивным особенностям они разделяются на модификации (рис. 18.4, а—г). Одношарошечное долото состоит из корпуса с соединительной головкой, лапы и сферической шарошки. Промывочное устройство в виде сквозного периферического отверстия просверливается в лапе недалеко от основания цапфы, направляющего струю раствора по касательной к поверхности шарошки.

Корпус выполнен с утолщенной консольной лапой, изготавливаемой с цапфой, ось которой наклонена под углом 30° к оси долота.

Опора включает два шарикоподшипника, один из которых выполняет

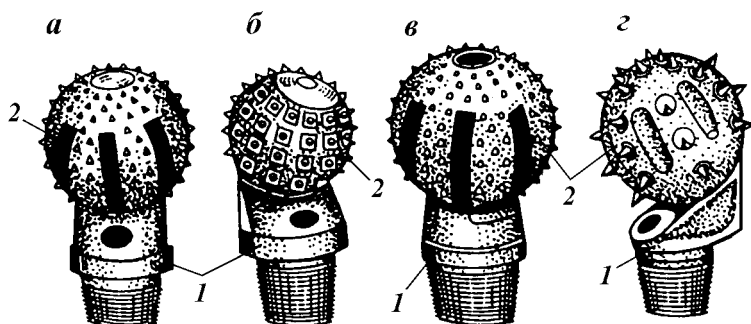


Рис. 18.4. Модификации отечественных одношарошечных долот:

а – основная (серийная); *б* – с кольцевыми расточками на шарошке; *в* – с нижней промывкой; *г* – с коническими зубками; 1 – корпус долота; 2 – шарошка

ся замковым, и два подшипника скольжения. В новом долоте основные нагрузки несут шарикоподшипники.

Двухшарошечные долота. Эти долота разрабатывает СКБ Геотехники вместе с Верхнесергинским долотным заводом. Их применяют главным образом при бурении геологоразведочных скважин. Современные модели двухшарошечных долот можно распределить на два класса, четыре типа и несколько модификаций, отличающихся одна от другой по схеме и конструкции промывочного узла либо опоры шарошек.

Долота первого класса изготавливают двух типов — М и С.

Двухшарошечные долота типа М предназначены для бурения скважин сплошным забоем и в слабых, наиболее мягких и вязких нецементированных породах, таких как суглинки, слабые глины и мергели. Эти долота изготавливают трех типоразмеров: В112МГ, В132МГ и В151МГ.

Долото В112МГ выполняется двухсекционным (рис. 18.5, а).

Секции (см. рис. 18.2 и 18.3, б) сопрягаются плоскостями на фиксирующих штифтах и свариваются сварным швом. Угол наклона цапф к оси долота $57^{\circ}30'$. Опора каждой шарошки выполнена по схеме СШР, т.е. подшипник скольжения — шарикоподшипник (замковый) — роликовый подшипник. Шарошки — самоочищающиеся со смещением их осей относительно оси долота на 3 мм.

Фрезерованные зубья шарошек — крупные, заостренные, защищенные твердосплавной наплавкой. Такое вооружение обеспечивает наиболее высокую эффективность в очень мягких и вязких породах. Промывка — боковая. Промывочные каналы иногда оснащают металлокерамическими соплами, направляющими струи жидкости в зазоры между шарошками.

Долото В132МГ состоит из двух сварных секций. Оси цапф и шарошек наклонены под углом $57^{\circ}30'$ к оси долота. Опора шарошки выполнена по схеме ШШР. Один из шариковых подшипников (большой) — замковый. Шарошки — самоочищающиеся, оснащены крупными фрезерованными зубьями. Рабочие поверхности зубьев армированы зернистой твердосплавной наплавкой (релит ТЗ), а угол заострения зубьев изменяется в диапазоне $48^{\circ}36' - 51^{\circ}50'$. Промывочное устройство — боковое, со струйными соплами.

Приблизительно такой же конструкцией характеризуется долото В151МГ, но у него смещение осей шарошек относительно оси долота составляет 5 мм, а заострение зубьев $45 - 49^{\circ}$.

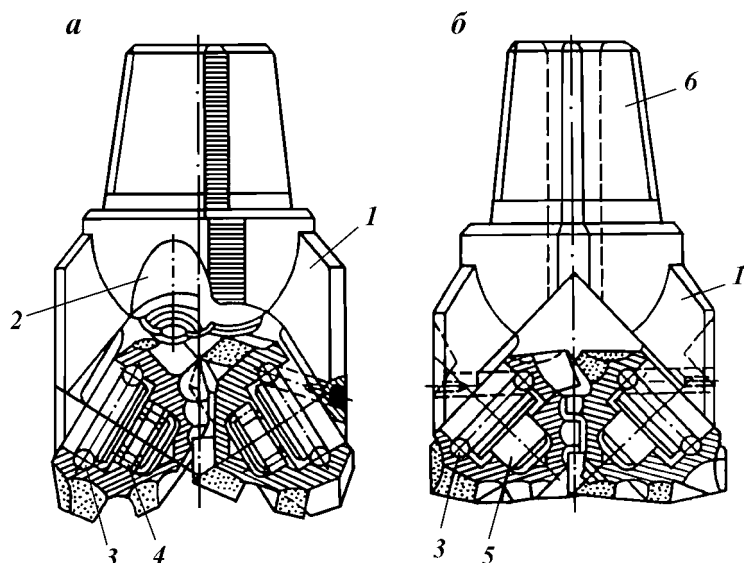


Рис. 18.5. Двухшарошечные долота:

a – В112МГ; *б* – 2В93С; 1 – секция герметизированной опоры долота; 2, 6 – боковые и центральное промывочные отверстия; 3, 4, 5 – подшипники шариковый, роликовый и скольжения соответственно

К типу С относятся долота 2В93С и 2В112СМ, предназначенные для бурения скважин в средних породах, таких как известняки, аргиллиты, алевролиты, уплотненные глины, мергели. Долото 2В93С (рис. 18.5, *б*) состоит из двух сварных секций, плоскость прилегания которых расположена симметрично относительно шарошек.

Оси цапф шарошек наклонены под углом $47^{\circ}30'$ к оси долота. Шарошки – самоочищающиеся. Опора шарошки состоит из двух подшипников скольжения и одного шарикового (замкового) подшипника. Вооружение шарошек представлено выфрезерованными стальными зубьями, армированными релитом. Высота и шаг зубьев – средние, несколько меньше, чем у долот типа М. Промывка забоя – центральная, через одно отверстие круглого сечения.

Долото 2В112С по опоре шарошки аналогично долоту В112МГ, а по вооружению и промывочному устройству – долоту 2В93С. Однако у долота 2В112С угол наклона цапф к оси долота составляет 50° .

Двухшарошечные долота второго класса, т.е. со вставным твердосплавным (штыревым) вооружением, выпускают типа К. Они предназначены для бурения скважин в крепких и абразивных породах. Долота указанного типа выпускают диаметрами 59, 76, 93 и 112 мм под шифрами 2Ш59К, В76К, 4В93К и Ш112К соответственно. Долота В76К, 4В93К и Ш112К отличаются от долота 2Ш59К в основном размерами своих элементов.

Трехшарошечные долота. Современные отечественные долота указанной разновидности можно разделить на шесть серий: 1АН (рис. 18.6, *а*); 2АН или ГНУ (рис. 18.6, *б*); 1АВ (рис. 18.6, *в*); опытную 2АВ; 3АН (ГАУ); долота в конструктивном и качественном отношении, соответствующие отраслевой нормали ОН-26-128–69 и отличающиеся от остальных целыми (без десятых долей миллиметра) числовыми значениями номинального

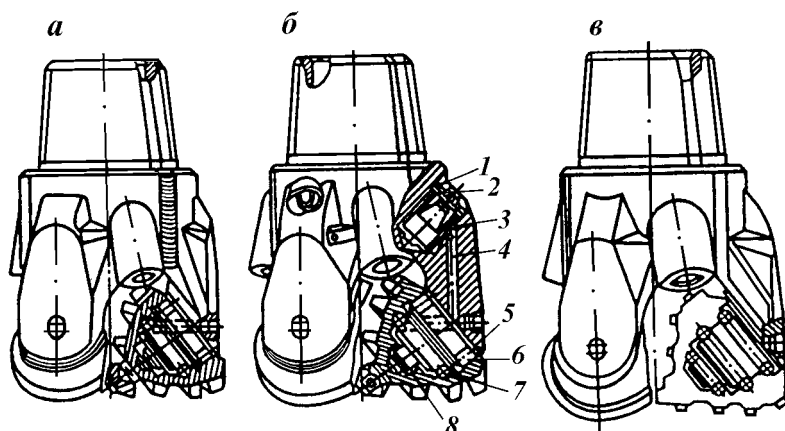


Рис. 18.6. Трехшарошечные долота

диаметра в их шифре, например, В97С, В118Т, Д394МГ (см. рис. 18.1, б) и др.

Долота каждой из перечисленных серий могут быть любого класса (т.е. со стальным фрезерованным, штыревым или комбинированным вооружением шарошек), любого типа и любой модификации. Различия проявляются в технологии их изготовления, а также в конструкции опоры и их элементов и частично в размерах долот.

Долота серии 1АН предназначены преимущественно для низкооборотного бурения (на что указывает литера Н в обозначении серии) с винтовым или другим забойным двигателем, вращающим долото с относительно невысокой частотой вращения (до 350 об/мин). Долота данной серии характеризуются повышенной точностью изготовления (литера А в обозначении серии), удлиненной присоединительной резьбой, а также открытой, не защищенной от шлама негерметизированной опорой, выполненной по схеме РШС (точнее, большой роликоподшипник — замковый шарикоподшипник — узел скольжения, состоящий из радиального и торцового фрикционных подшипников, как показано на рис. 18.6, а). Первые долота серии 1АН были разработаны во ВНИИБТ.

Долота серии 2АН предназначены для низкооборотного (40 — 25 об/мин) способа бурения. Их опора, как и у долот серии 1АН, выполнена по схеме РШС. Отличие заключается в том, что эта опора изготовлена герметизированной и включает устройства для принудительной подачи смазки к трущимся элементам в процессе бурения. С этой целью в спинке лапы каждой секции долота высверливают карман 1 (см. рис. 18.6, б) служащий резервуаром-лубрикаторм и перекрываемый крышкой 2 после заполнения его смазкой и установки в него эластичного компенсатора 3. Под давлением бурового раствора, проникающего в компенсатор через боковое отверстие в крышке 2, смазка проталкивается к смазочному каналу 4 к подшипникам 6—8. Утечке смазки из полости шарошки препятствует сальниковое уплотнение 5, которое перекрывает зазор между шарошкой и цапфой.

Главная особенность этих долот заключается в том, что их изготавливают с опорой, состоящей только из подшипников качения. Опора может быть выполнена по схеме ШШШ (см. рис. 18.6, а) по схеме РШР и ШШР

Размеры шарошечных долот по их номинальному диаметру (мм)

1975—1976 гг.		1977—1980 гг.		1981 г.		1982—1984 гг.	
46	200	46	260,9	46	304,8	46	295,3
59	212,7	59	295,3	59	311,1	59	304,8
76	214	76	311,1	76	320	76	311,1
93	215,9	93	320	93	379,5	93	320
97	222,3	98,4	349,2	97	374,6	97	349,2
98,3	228,6	108	374,5	98,4	393,7	98,4	374,6
108	243	112	381	112	444,5	112	393,7
112	244,5	120,6	393,7	118	490	118	444,5
118	250,8	132	444,5	120,6	508	120,6	490
120	269	139,7	469,9	132		132	508
132	269,9	42,9	490	139,7		139,7	
139,7	295,0	146	508	146		146,1	
140	295,3	149,2		151		151	
142,9	311,1	151		161		163	
145	520	158,7		165,1		165,1	
146	346	165,1		171,4		171,4	
149,2	349,2	171,4		187,3		187,3	
151	374,6	187,3		190,5		190,5	
158,7	381	196		200		200	
161	393	200		212,7		212,7	
165,1	394	212,7		212,7		212,7	
165,1	394	212,7		212,7		212,7	
165,1	394	212,7		215		215,9	
171,4	444,5	215,9		222,3		222,3	
187,2	445	222,3		242,9		242,9	
190	469,9	228,6		244,5		244,5	
190,5	490	244,5		250,8		250,8	
196,5	508	250,8		269,9		269,9	
				295,3			

(в основном в долотах диаметрами до 190 мм); опора негерметизированная.

Отечественной промышленностью выпускаются трехшарошечные долота трех классов, 13 типов, нескольких десятков модификаций, 26 размеров, более 150 (включая опытные долота) моделей.

Наименьшее число типов, модификаций и моделей приходится на малые (диаметрами 76—151 мм) и большие (диаметрами 346—490 мм, особенно 445 и 490 мм) размеры.

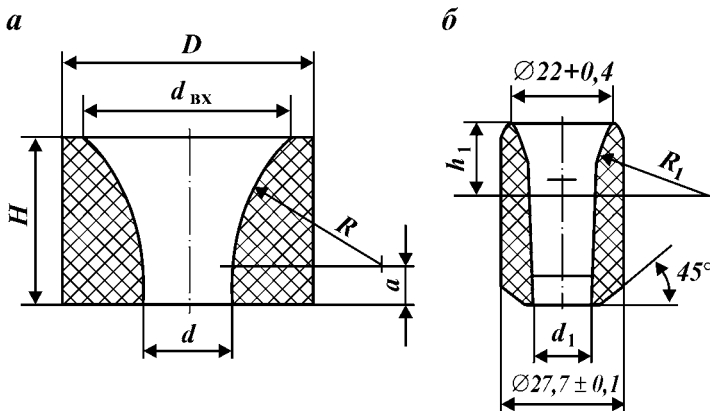


Рис. 18.7. Сопла (насадки) для шарошечных долот марок (а) и НКВ (б)

Переменные параметры (мм) сопла НКВ

Параметр (см. рис. 18.7, б)	Номер сопла							
	1	2	3	4	5	6	7	8
d_1	16	15	14	13	12	11	10	9
R_1	52,5	45,48	40,3	36,28	30,12	30,59	28,53	26,99
h_1	15,31	15,71	16,01	16,28	16,38	16,51	16,72	16,78

В наиболее широком ассортименте (по числу серий, классов, типов, модификаций и моделей) изготавливают долота диаметром 190 (190,5) мм и особенно 214 (215,9) мм. Это объясняется наибольшим объемом проходки для указанных диаметров ствола скважины и многообразием свойств пород, встречающихся при бурении таких стволов.

В табл. 18.1 показана динамика изменения значений и общего числа размеров шарошечных долот в течение ряда лет по период действия устанавливаемых эти значения документов отраслевых нормалей и ГОСТов. Как видно из табл. 18.1, размерный ряд долот с 1975 г. по 1984 г. существенно изменился.

За это время было введено много новых размеров, в основном соответствующих международному стандарту.

Сопла (насадки) выполняют двух модификаций: НД (рис. 18.7, а) или НКВ (рис. 18.7, б). Сопло НД выполняется укороченным с относительно крутым сужением внутреннего радиального профиля проходного канала, характеризующимся радиусом кривизны R_1 . Значения этого и других параметров, обозначенных на рис. 18.7, зависят от номера (размера) сопла (табл. 18.2).

Большинство долот с опорой качения в настоящее время выпускается в соответствии с ГОСТ 20692—75 серии 1АВ (см. рис. 18.6, в).

К первому классу относятся пять типов со стальным выфрезерованным вооружением: М, МС, С, СТ и Т. Наименование типа совпадает с первой буквой в шифре после цифрового обозначения диаметра, характеризующей основное свойство пород.

18.2. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

В отличие от шарошечных долот лопастные просты и по конструкции, и по технологии изготовления.

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и несцементированных породах. В таких породах проходки этими долотами за рейс достигают нескольких сот метров, а в некоторых случаях — даже 1500—2000 м. Но при этом в связи с неизбежной для таких больших интервалов глубин переменяемостью пород (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки скважины перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными долотами.

Бурение лопастным долотом нередко сопряжено с опасностью значи-

тельного искривления ствола скважины. Это объясняется малой площадью контакта долота с забоем по сравнению с общей площадью поперечного сечения скважин, необходимостью передачи через него значительной осевой нагрузки, высокого крутящего момента, большой энергии, а также особенностями конструкции лопастного устройства.

Одна из наиболее простых конструкций лопастного долота показана на рис. 18.8. В состав лопастного долота входят корпус 1 и лопасти 2. В верхней части корпуса нарезается присоединительная резьба 3 (в данном случае внутренняя муфтовая), а в нижней — просверливаются основные промывочные отверстия 4 без сопел для подачи бурового раствора на забой.

Боковые калибрующие и другие рабочие поверхности лопастей обычно покрывают релитом 5 или чугуном 6.

Более сложная конструкция лопастного долота показана на рис. 18.9, а, б. В состав этого долота, кроме корпуса 1 и лопастей 2, входят сопло 7, уплотнительные кольца 3 для герметизации промывочного узла и зазора между соплом 7 и гнездом в корпусе долота, байонетная шайба 5 для удержания сопла, болт 8 со стопорной шайбой 9 для крепления байонетной шайбы, запрессованные почти вровень с поверхностью лопасти твердосплавные вставки (штыри) 4 и пластины 10.

Присоединительная резьба 6 на верхней части корпуса 1 выполняется наружной, ниппельной на такой же конической присоединительной головке, как и у шарошечных долот.

Отечественные лопастные долота выпускаются следующих пяти раз-

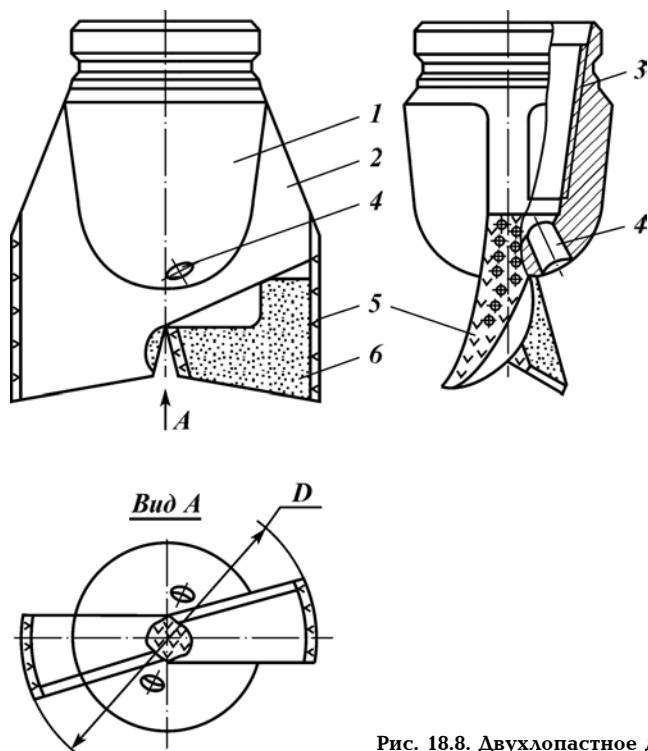


Рис. 18.8. Двухлопастное долото

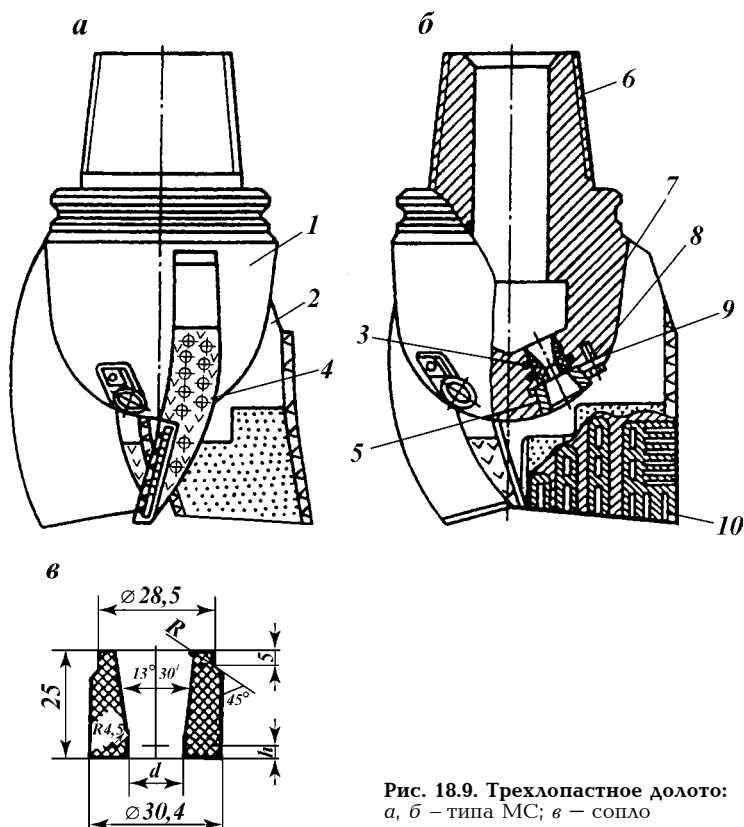


Рис. 18.9. Трехлопастное долото:
а, б – типа МС; в – сопло

новидностей: 2Л – двухлопастные (см. рис. 18.8), 3Л – трехлопастные (см. рис. 18.9, а, б), ЗИР – трехлопастные истирающе-режущие (рис. 18.10), БИР – шестилопастные истирающе-режущие (рис. 18.11), П – пикообразные однолопастные (рис. 18.12).

Лопастные долота делятся на типы в соответствии с их назначением.

В настоящее время лопастные долота первых четырех указанных разновидностей принято относить к одному из четырех типов: М, МС, МСЗ или С. При этом долота разновидностей 2Л и 3Л разделяются на два типа: М – для бурения мягких пород (супеси, суглинки, несвязные грунты и т.п.); МС – для разбуривания среднемягких пород (мел, рыхлый мергель, глины, слабый известняк).

Долота разновидности ЗИР, согласно их назначению, относят к типу МСЗ (для бурения абразивных среднемягких пород – слабосцементированные песчаники, песчаные глины, алевролиты), а разновидности БИР – к типу М (для бурения средних пород – аргиллиты, глинистые сланцы, гипсы).

Пикообразные долота изготовляют двух типов: Ц – для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн, Р (см. рис. 18.12) – для расширения ствола скважины.

Рассмотрим номенклатуру лопастных долот каждой разновидности. Долота разновидности 2Л, т.е. двухлопастные (см. рис. 18.8), выпускаются двух типов – М и МС.

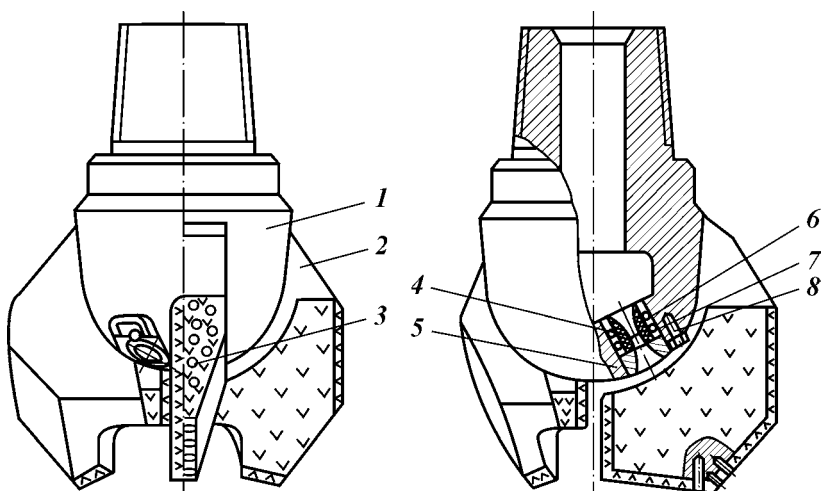


Рис. 18.10. Долото ЗИР:

1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – твердосплавные штыри; 4 – сопло; 5, 8 – байонетная и стопорная шайбы; 6 – уплотнительное кольцо; 7 – болт

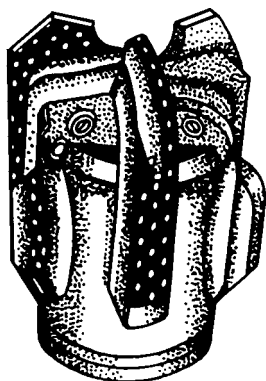


Рис. 18.11. Долото БИР

Долота типа М характеризуются армированием нижних режущих кромок лопастей релитом с последующим покрытием всей передней (по ходу вращения долота) поверхности (границы) каждой лопасти специальным чугуном. Боковая калибрующая поверхность лопасти армируется твердосплавными штырями с последующей наплавкой релитом. Внутренние поверхности лопастей в центральной части долота также наплавляют релитом.

Двухлопастные долота обоих типов изготавливают только одной модификации — цельноковаными и лишь с обычной (неструйной) промывкой, без сопел (с двумя цилиндрическими промывочными отверстиями). Оси промывочных отверстий отклоняются от продольной оси долота под углом 15° и 20° в долотах диаметрами соответственно 76–132 и 140–161 мм. В поперечном (горизонтальном) сечении их проекции наклонены к оси симметрии под углом 60° .

Указанные долота выпускают следующих моделей: 2Л76М, 2Л76МС, 2Л93М, 2Л93МС, 2Л97М, 2Л97МС, 2Л112М, 2Л112МС, 2Л118М, 2Л118МС, 2Л132М, 2Л132МС, 2Л140М, 2Л140МС, 2Л151М, 2Л151МС, 2Л161М и 2Л161МС.

В приведенных цифрах сочетание 2Л обозначает разновидность долота (двухлопастное), далее цифрами обозначен номинальный диаметр в милли-

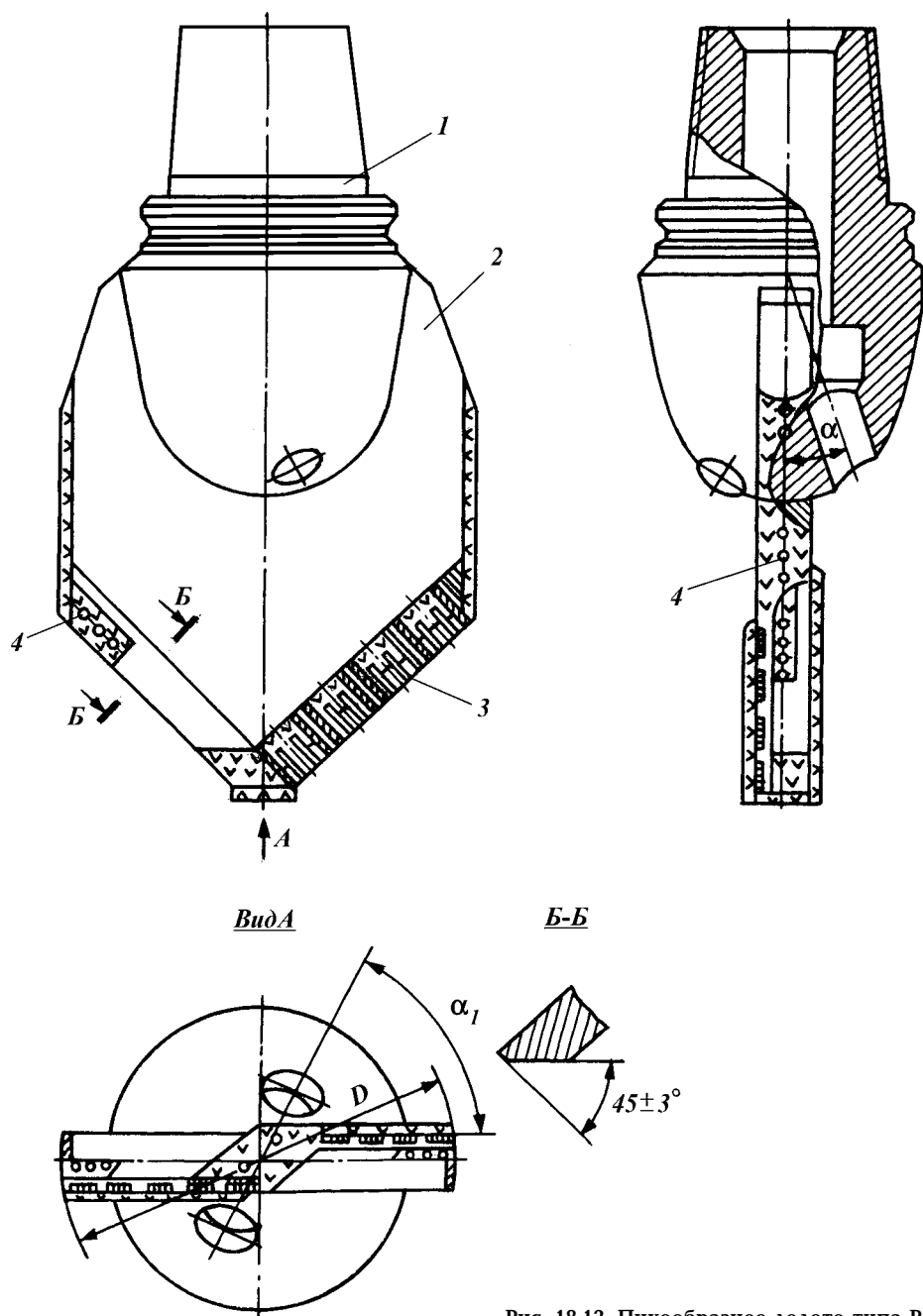


Рис. 18.12. Пикообразное долото типа Р

метрах (например, 76, 93 и т.д.) и в конце шифра буквами М или МС указан тип долота.

ОСТ 26-02-1282–75 предусматривает изготовление двухлопастных долот типов М и МС 14 малых размеров — диаметрами от 76 до 165,1 мм. До-

лота разновидности 3Л (трехлопастные), так же, как и двухлопастные, выпускают двух типов — М и МС. Особенности долот каждого из этих типов такие же, как и у долот разновидности 2Л, т.е. режущие кромки лопастей у долота типа М армированы релитом, а у долота типа МС — твердосплавными пластинами.

Долота обоих типов изготавливают только сварной модификации, т.е. с приваренными к корпусу лопастями. По конструкции промывочного устройства они могут быть выполнены с соплами (струйными или гидромониторными) либо без сопел.

Долота разновидности ЗИР (см. рис. 18.10) изготавливают только типа МСЗ — для мягких и среднемягких абразивных пород. Они имеют такое же количество лопастей, как долота 3Л, однако формы их выполнения и армирования существенно различаются.

Долота разновидности БИР (см. рис. 18.11) выпускают только типа С — для бурения средних пород. Эти долота в отличие от предыдущих оснащены, помимо трех основных, тремя укороченными боковыми лопастями, армированными твердосплавными штырями и релитом примерно таким же образом, как и основные лопасти. Главное назначение этих лопастей — усиление калибрующей способности долота, что обеспечивается большим количеством штырей на боковых поверхностях основных лопастей. При сопоставлении рис. 18.10 и 18.11 можно заметить, что форма выполнения основных лопастей у долота БИР несколько иная, чем у долота ЗИР. Так, сужение лопастей от периферии к оси долота и выполнение тыльной поверхности выражено более четко у долот БИР, чем у долот ЗИР.

Долота разновидности П, т.е. пикообразные или однолопастные, часто называют долотами специального назначения, так как в отличие от других они разбуривают не забой скважины, а главным образом цементные пробки и металлические детали низа обсадных труб (тип Ц) или стенки скважины при расширении ее ствола (тип Р).

Долота обоих типов выполняются с круглым корпусом 1 (см. рис. 18.12) и заостренной (под углом около $90^\circ \pm 1^\circ 45'$) пикообразной лопастью 2. Рабочая кромка лопасти скошена под углом 45° и армирована с набегающей стороны релитом и твердосплавными платами 3. Сверху наносят защитное чугунное покрытие. Тыльную сторону рабочей кромки, согласно ТУ 26-02-675—75, также покрывают чугуном.

Долота типа Р отличаются от долот типа Ц армированием боковых калибрующих поверхностей лопасти твердосплавными штырями 4 и релитом (см. рис. 18.12). Эти поверхности являются рабочими, разрушающими и калибрующими стенки скважины при расширении ее ствола.

Долота типа Ц выпускают в соответствии с ТУ 26-02-675—75 следующих моделей: ПЦ97, ПЦ112, ПЦ118, ПЦ140, ПЦ151, ПЦ161, ПЦ190, ПЦ295,3 (ПЦ295), ПЦ320, ПЦ370 и ПЦ444,5 (ПЦ445).

Изготавливают следующие модели долота типа Р — ПР118, ПР132, ПР140, ПР151, ПР161, ПР190, ПР295,3 (ПР295), ПР320, ПР370 и ПР445,5 (ПР445).

18.3. ФРЕЗЕРНЫЕ ДОЛОТА

Фрезерные долота характеризуются более простой конструкцией, чем лопастные.

Долото состоит из удлиненного монолитного корпуса, составляющих с

этим корпусом единое целое рабочих органов, армированных твердым сплавом, и простейшего промывочного устройства. Во многих современных конструкциях рабочие органы отсутствуют, и роль породоразрушающих элементов выполняют не режущие кромки рабочих органов, а твердосплавные штыри, запрессованные в торец фрезерного долота. Промывочным устройством могут служить один или несколько каналов в корпусе долота.

Эти долота могут быть использованы не только для бурения скважины в присутствии металлических и твердосплавных обломков, но и для разбуривания оставшихся на забое шарошек и других металлических предметов, бетонных и иных пробок. Эта функция фрезерных долот привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности — фрезеров.

18.4. ДОЛОТА ИСМ

Долота ИСМ отличаются от фрезерных, лопастных и алмазных главным образом тем, что их породоразрушающие (рабочие) элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Рабочие элементы (вставки из славутича) крепят к стальному корпусу долота своей посадочной (цилиндрической) частью (хвостовиком) методом пайки. Форму рабочей поверхности вставок, славутича, его содержание (объем в кубических сантиметрах) в инструменте и число вставок выбирают в зависимости от типа долота, т.е. в соответствии с физико-механическими свойствами буровых пород.

В зависимости от размера и конструкции долота ИСМ могут быть выполнены цельноковаными с последующим фрезерованием лопастей либо с приваренными лопастями.

Долота ИСМ по сравнению с фрезерными и лопастными обладают более высокой износостойкостью, а по сравнению с долотами, оснащенными природными алмазами, — меньшей стоимостью и поршневанием, лучшей проходимостью по стволу скважины и защитой их породоразрушающих элементов, поэтому они реже выходят из строя при недостаточно тщательной подготовке ствола и забоя перед их спуском в скважину.

Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия (режущие), торцовые (зарезные) и истирающие. Первые весьма похожи на лопастные, вторые — на фрезерные, а третьи — на алмазные.

Режущие долота ИСМ предназначены для бурения глубоких скважин в мягких и средних пластичных породах. Долото ИСМ (рис. 18.13) по внешнему виду и конструкции похоже на долото БИР (см. рис. 18.11), но отличается от него формой рабочей части лопастей, способом их крепления на корпусе долота и расположением дополнительных лопастей. У долота ИСМ (первая модификация) основные лопасти 1, 2 и 3 (рис. 18.13, б) сходятся вместе по общей оси долота и привариваются к составному корпусу 4 в специальных пазах. Дополнительные (стабилизирующие) лопасти 5 перед приваркой также заводят в специальные пазы, вырезанные на боковой поверхности корпуса асимметрично относительно основных лопастей.

Дополнительные лопасти выполняются укороченными, характеризуются трапецевидным профилем и армируются по рабочим боковым поверхностям твердосплавными штырями 6 (с плоской рабочей головкой, не выступающей за поверхность лопасти), которые запрессовываются и по боковым поверхностям основных лопастей. Поэтому дополнительные лопасти

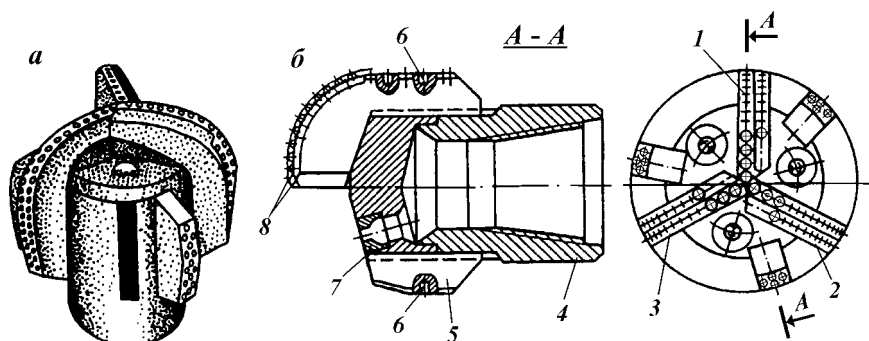


Рис. 18.13. Режущее долото ИСМ первой модификации:
а – без сопел; б – с соплами

не только обеспечивают стабилизацию и уравнивание долота в стволе скважины, но и способствуют росту общей калибрующей поверхности долота по диаметру.

Вставки 8, оснащенные славутичем, выполняют с цилиндрической боковой поверхностью и полусферической (для торца основной лопасти) и плоской (для калибрующей поверхности лопасти) рабочими головками. Сопла 7 изготавливают из твердого сплава. Сопла и струйный промывочный узел в целом рассчитаны на истечение бурового раствора со скоростью 90–120 м/с.

Выполнение промывочного устройства (узла) долота второй модификации показано на рис. 18.14, б. Оно отличается одним широким центральным промывочным отверстием, разделенным лопастями на три сектора.

Струйная модификация по промывке отличается от первой соплами, которые смонтированы и закреплены (с помощью пайки) в боковых каналах, просверленных в корпусе долота (см. рис. 18.13, б).

Долота первой и второй модификаций по промывке применяют главным образом при турбинном бурении, а третьей – при роторном способе бурения.

Долота с обычной («сводовой») промывкой (преимущественно вторая модификация по промывке) выпускаются девяти размеров по диаметрам

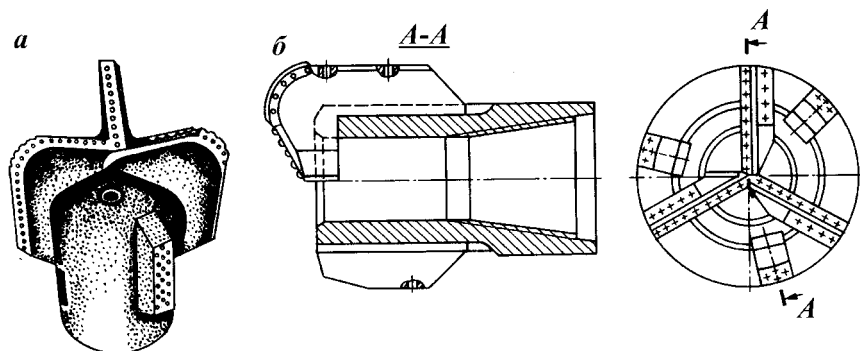


Рис. 18.14. Режущее долото ИСМ второй модификации с узким (а) и широким (б) промывочным отверстиями

188—392 мм, а долота третьей модификации — двух размеров по диаметрам 212 и 267 мм. Выпуск долот первой модификации (с центральным осевым широким отверстием) в последнее время ограничен.

Пример обозначения режущего долота: ИСМ 188-РГ-10, где ИСМ — вид долота, 188 — номинальный диаметр по калибрующей части в мм, Р — разновидность долота (режущее), Г — модификация (гидромониторная промывка), 10 — порядковый номер конструкции.

Торцовые долота ИСМ (рис. 18.15) предназначены для бурения и забуривания нового ствола, но могут быть использованы и при ликвидации аварий. Внешне они похожи на фрезерные долота. Торцовые долота ИСМ изготавливают с полным цилиндрическим корпусом 2, верхняя часть которого выполняется в виде муфтовой присоединительной головки, а нижняя (вогнутая) — с расширением снаружи и коническим (в виде воронки) внутренним вырезом, армированным вставками 1 из славутича. Этими же вставками защищается боковая поверхность конца долота.

В центральной части торца просверлены промывочные каналы 5, выходящие в радиальные канавки 4, разделяющие рабочую торцовую поверхность на сектора и соединяющиеся с боковыми пазами 3. Такая система очистки обеспечивает хорошее охлаждение рабочей поверхности долота и удаление из-под нее шлама.

Корпус долот рассматриваемой разновидности изготавливают из того же материала, что и корпуса других долот ИСМ. Форма и технология закрепления вставок 1 также не отличаются от описанной выше.

Истирающие долота ИСМ производят на забое скважины микрорежущее действие. Они предназначены для бурения глубоких нефтяных, газовых и разведочных скважин в осадочных малоабразивных породах.

Для армирования торцовых поверхностей истирающих долот типа ИСМ применяют вставки из славутича, рабочая поверхность которых выполнена округлой. Толщина слоя славутича в этой вставке достигает 7—8 мм.

Число лопастей в истирающем долоте определяют в каждом конкретном долоте исходя из его диаметра, назначения и условий бурения. Долота

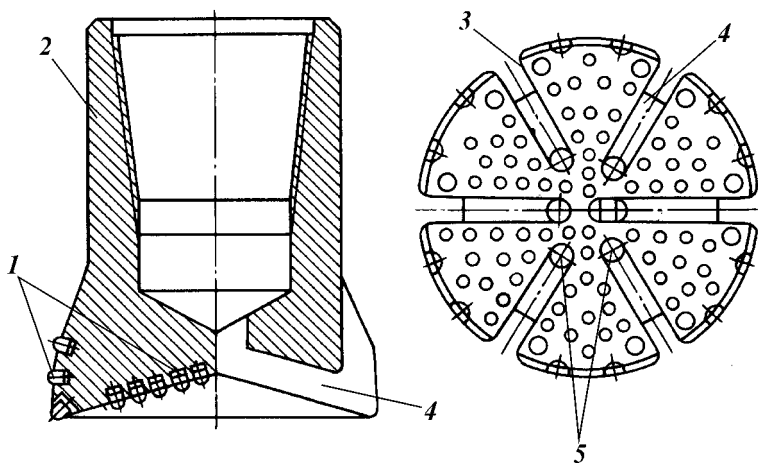


Рис. 18.15. Торцовое долото ИСМ

ИСМ диаметром 105—188 мм изготавливают преимущественно пятилопастными, диаметром 212 мм — шестилопастными, а диаметрами 243—392 мм — семи- и девятилопастными.

Долота рассматриваемой разновидности выпускают трех типов: М (для бурения мягких пород), МС (для разбуривания среднемягких пород) и С (для бурения средних пород). Долота разных типов отличаются в основном содержанием славутича, формами и размером вставок, количеством и формой выполнения рабочих органов.

По форме выполнения рабочих органов истирающие долота ИСМ могут быть изготовлены одной из двух модификаций: радиальными (рис. 18.16, а) либо секторными (рис. 18.16, б).

Долота первой модификации применяют преимущественно при турбинном бурении скважин глубиной 3000 м и более. Они имеют выступающую удлиненную биконическую форму корпуса и его рабочей поверхности с пятью — десятью ребристыми продольными рабочими органами, выступающими в радиальном направлении. Эти органы разделены продольными пазами примерно такой же длины и ширины. Такая форма выполнения долота резко уменьшает эффект поршневания при спускоподъемных операциях и способствует повышению удельной нагрузки на забой и увеличению механической скорости проходки, что особенно важно при разбуривании глубокозалегающих пластов. Нижняя часть (внутренний и наружный конусы) рабочей поверхности армируется обычно славутичем с закругленной головкой.

Долота второй модификации (секторные) применяют как при турбинном, так и при роторном способе бурения. Они характеризуются укороченной формой рабочей части (головки), наличием гидромониторных насадок 5 и разделением режущей поверхности узкими промывочными пазами 6 (см. рис. 18.16, б) на рабочие органы в виде секторов. На боковой поверхности каждого рабочего органа предусмотрен широкий проем 4.

Секторные долота имеют комбинированное вооружение. Их наружный ступенчатый конус оснащен вставками 2 с клиновидной рабочей головкой, а внутренний гладкий конус и закругленный промежуточный участок — вставками 1 с круглой рабочей головкой. Такое вооружение применяют в долотах, предназначенных для бурения пород перемежающейся твердости.

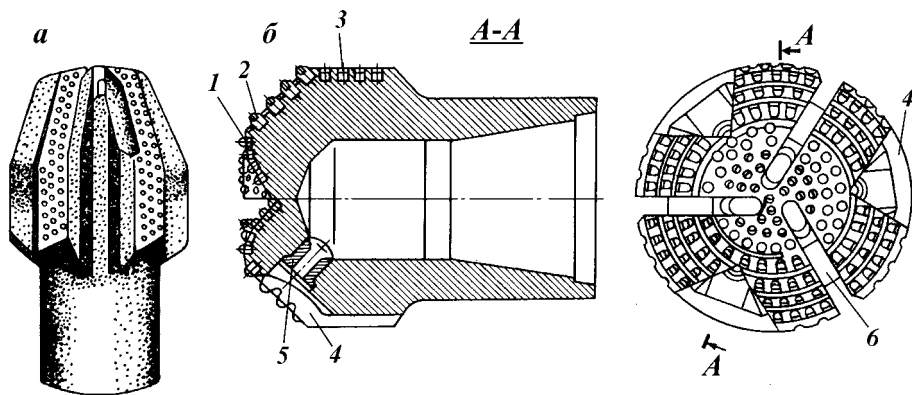


Рис. 18.16. Истирающие долота

Боковая поверхность секторного долота в зависимости от степени абразивности разбуриваемых пород армируется или твердосплавными штырями 3, или вставками со славутичем, причем содержание славутича тем больше, чем выше степень абразивности пород.

18.5. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Основная особенность алмазных долот — наличие в них алмазных режущих элементов, т.е. алмазов (природных или синтетических) той или иной величины (крупности). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, именуемой карбонадо (абразивные технические алмазы), или черным алмазом, которые характеризуются меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно.

Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Качество определяют группой и категорией, а размер — числом камней на 1 кар (0,2 г). Работоспособность алмазного долота в наибольшей степени, чем инструмента любого вида, зависит от чистоты ствола и забоя и качества промывки. При наличии металла или твердого сплава (даже в малом количестве) или крупных обломков крепких пород на забое происходит образование выбоин, выкрашивание или раскалывание алмазов и быстрое разрушение долота. При недостатке бурового раствора наблюдается перегревание и растрескивание (прижог) алмазов. Это значительно осложняет бурение алмазными долотами. Другая, еще более важная специфическая особенность алмазных долот — их дороговизна и дефицит из-за недостатка алмазов, обладающих высокими техническими свойствами (прочностью, вязкостью, достаточной твердостью, сопротивлением ударам и т.п.).

Природные и синтетические алмазы размещают в специальной матрице (обычно медно-твердосплавной), составляющей единое целое с нижней частью стального полого цилиндрического корпуса долота.

При бурении твердых, крепких и абразивных пород износ матрицы интенсивнее, поэтому во избежание излишнего обнажения алмазов матрица у долот для твердых абразивных пород должна быть наиболее износостойкой. В мягких и средних породах матрица изнашивается мало, вследствие чего в долотах, предназначенных для бурения этих пород, материал для матрицы используется не слишком износостойким.

По форме и направлению пазов, канавок, рабочих органов и всей рабочей части выделяют три разновидности алмазного долота: радиальную (рис. 18.17, а), ступенчатую (рис. 18.17, б) и спиральную (рис. 18.17, в). Выделяются также и другие, преимущественно комбинированные разновидности.

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: однослойную (рис. 18.17, а–в) и многослойную (рис. 18.17, г), т.е. с импрегнированными алмазами. Однослойные долота получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в графитовую пресс-форму, что приводит к их распределению в определенном порядке на поверхности матрицы, а импрегнированные — при равномерном перемешивании алмазов (как правило, мелких и невысокого качества) с частицами

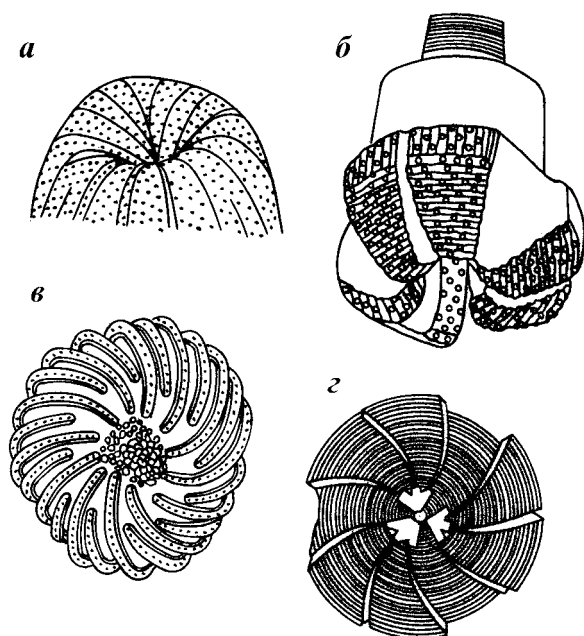


Рис. 18.17. Разновидности алмазных долот:

а – однослойное радиальное биконическое долото МЗ11; *б* – ступенчатое; *в* – спиральное ТВ573; *г* – импрегнированное ТВ54

карбида вольфрама и другими компонентами матрицы перед спеканием долота.

Размеры алмазных долот так же, как и долот ИСМ, по номинальному диаметру несколько уменьшены (обычно на 2 мм) относительно соответствующих значений нормального ряда долот других видов (лопастных, шарошечных и др.) во избежание преждевременного истирания калибрующих алмазов или заклинивания долота в суженных участках ствола скважины.

В РФ выпускают четыре разновидности алмазных долот: однослойные, ступенчатые и радиальные, импрегнированные радиальные и ступенчатые. Долота всех разновидностей изготовляют обоих классов, т.е. с природными и синтетическими алмазами.

Долота первого класса, оснащенные природными алмазами, выпускают трех типов (М, С, СТ).

Долота типа М (для бурения мягких пород) выполняют с однослойной укладкой алмазов в твердосплавной матрице рабочей головки тороидально-ступенчатой формы. Алмазы для армирования этого долота относительно крупные, не низкого (XXXIV группы) качества. Такие долота выпускают пяти размеров и пяти моделей: ДК188М6, ДК212Ш, ДК241М6, ДК267М6 и ДК292М6. Литера Д в шифрах указанных моделей обозначает долото (алмазное), К – описанную разновидность долота (со ступенчатым профилем), 188 – номинальный диаметр долота в мм, М – тип долота, 6 – порядковый номер модификации.

При маркировке алмазных долот впереди их шифра наносят условный индекс предприятия-изготовителя. Московскому комбинату твердых сплавов присвоена в качестве условного индекса буква М, а ВНИИБТ – Н. За шифром указывают также заводской номер и год изготовления данного долота.

Долота типа С (для бурения средних пород) изготовляют как одно-

слойными (той же разновидности К), так и импрегнированными. Однослойные ступенчатые долота типа С выпускают трех размеров под шифрами ДК138С6, ДК149С6 и ДК188С6, т.е. диаметрами 138, 149 и 188 мм. Они оснащаются техническими алмазами XV6 группы второго класса.

Импрегнированные долота типа С характеризуются толстым (7–8 мм) рабочим слоем матрицы, перемешанной с овализированными алмазами XXXIV группы III категории качества. Эти долота имеют ступенчатую форму рабочей поверхности и выпускаются двух диаметров — 188 и 212 мм под шифрами ДИ188С6, ДИ212С6 и ДИ212С2.

Долота типа СТ предназначены для бурения среднетвердых пород. Они выполняются только однослойными с радиальным расположением рабочих органов и промывочных пазов. Эти долота изготавливают четырех диаметров — 140, 159, 188 и 212 мм. Выпускают две модели долот диаметром 140 мм (ДР140СТ1): с алмазами XV6 группы I категории (для наиболее тяжелых условий бурения) качества и алмазами той же группы, но II категории качества. Долота остальных размеров изготавливают только с алмазами XV6 группы II категории качества и выпускают под шифрами ДР159СТ1, ДР188СТ1 и ДР212СТ1.

Долота второго класса изготавливают с искусственными алмазами марки СВИ-П: синтетические, ВНИИТС (автор технологии) светлые (прозрачные), прочные. Эти алмазы несколько уступают природным по прочности.

Долота с синтетическими алмазами выпускают четырех разновидностей: однослойные ступенчатые, однослойные радиальные (лопастные), импрегнированные ступенчатые и импрегнированные радиальные (лопастные), но только одного типа С.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготавливают с прямыми радиальными лопастными рабочими органами и выполняют со ступенчатой формой рабочей головки. Они выпускаются пяти размеров моделей ДКС138С, ДКС188С6, ДКС212С6, ДК267С6. Литера С в середине шифра свидетельствует о том, что алмазы в долотах синтетические.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготавливают с прямыми радиальными лопастными рабочими органами, привариваемыми к корпусу долота в процессе изготовления последнего. Такие долота выпускают трех размеров и трех моделей: ДЛС188С1, ДЛС212С1 и ДЛС267С1.

Импрегнированные ступенчатые долота по конструкции аналогичны однослойным долотам разновидности ДК и характеризуются закругленными тороидальными ступеньками, импрегнированными дроблеными синтетическими алмазами по толщине матрицы на 7–8 мм. Эти долота выпускают также трех размеров, моделей; ДКСИ188С6, ДКСИ212С6 и ДКСИ267С6.

Импрегнированные лопастные долота с синтетическими алмазами выпускают одного размера — модель ДЛСМ212СЗ.

18.6. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Бурильные головки, помимо разбуривания забоя скважины и калибровки ее стенок, должны также формировать в центре забоя целиковый столбик породы — керн и предотвращать в процессе бурения любое повреждение керна как образца, служащего источником информации о свойствах буримой породы.

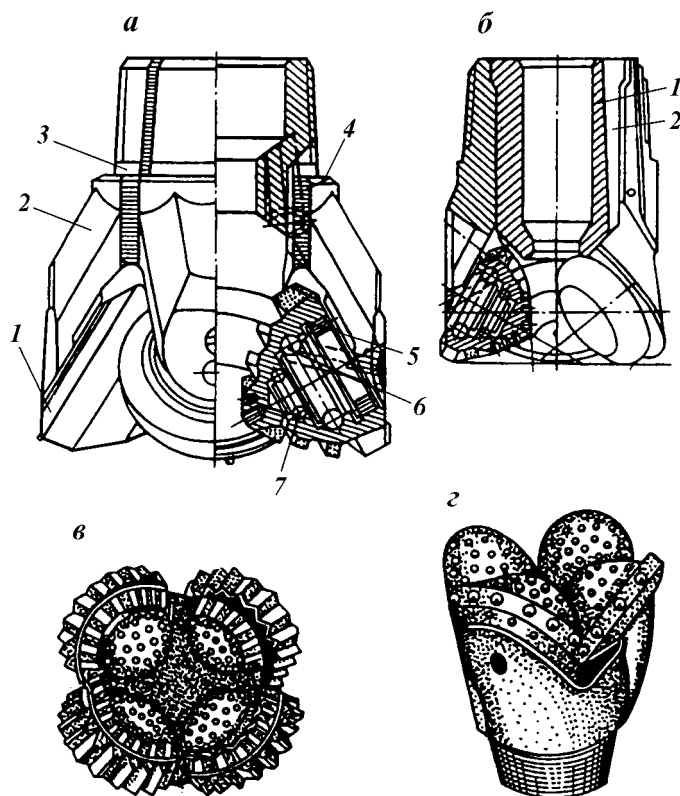


Рис. 18.18. Шарошечные бурильные головки:

а – 1BK295CT; *б* – ДВК; *в* – 2BK214/60CT; *г* – 2BK214/60ТКЗ

Как все шарошечные инструменты, бурильные головки эффективно разрушают горные породы широкого диапазона буримости, твердости и абразивности; в меньшей степени, чем лопастные, подвержены уменьше-

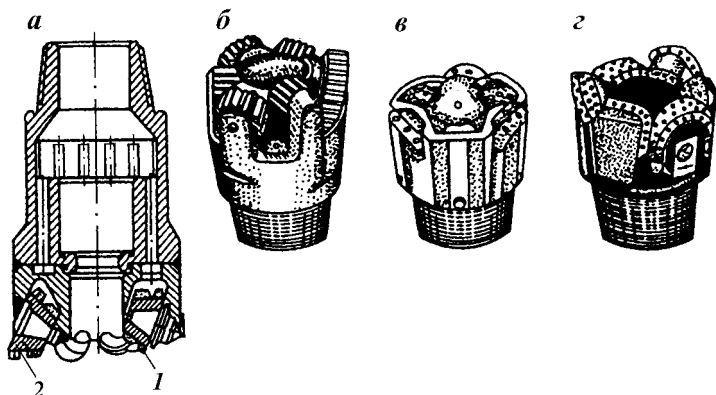


Рис. 18.19. Шестишарошечные бурильные головки:

а – румынская; *б* – 21BK190/80CT; *в* – 10HK190/80СТЗ; *г* – 20HK190/80К; 1 – зубцы; 2 – шарошки

нию диаметра и по сравнению с инструментом ИСМ и алмазным имеют невысокую стоимость.

На рис. 18.18, *а* показаны основные узлы и элементы шарошечной бурильной головки. Она состоит из шарошек 1, лап 2, присоединительной резьбовой головки 3, промывочного устройства 4 и узла опоры, включающего подшипники 5—7.

Шарошки в бурильной головке могут быть коническими, одно-, двух- или трехконусными (рис. 18.18, *а, б*), в виде усеченного конуса (рис. 18.19, *а*), цилиндрическими (рис. 18.20), сферическими (рис. 18.21, *а*) и чечевицеобразными (рис. 18.21, *б*). Бурильная головка может быть выполнена с одним рабочим органом — шарошкой (см. рис. 18.21, *а*), с тремя (см. рис. 18.21, *б*), четырьмя (см. рис. 18.18), шестью (рис. 18.19), восемью (см. рис. 18.20) шарошками и более.

Число и конструкция подшипников в опоре каждой шарошки могут быть различными в зависимости от формы и размеров шарошки и бурильной головки. Конические шарошки обычно монтируют на двух-трех подшипниках качения. Один-два подшипника в опоре шарошки иногда бывают фрикционными. В качестве замкового подшипника функционирует, как и в опорах шарошечных долот, в основном шарикоподшипник. Шарошки могут быть установлены как на цапфах лап (см. рис. 18.18, *а, б*), так и на осях.

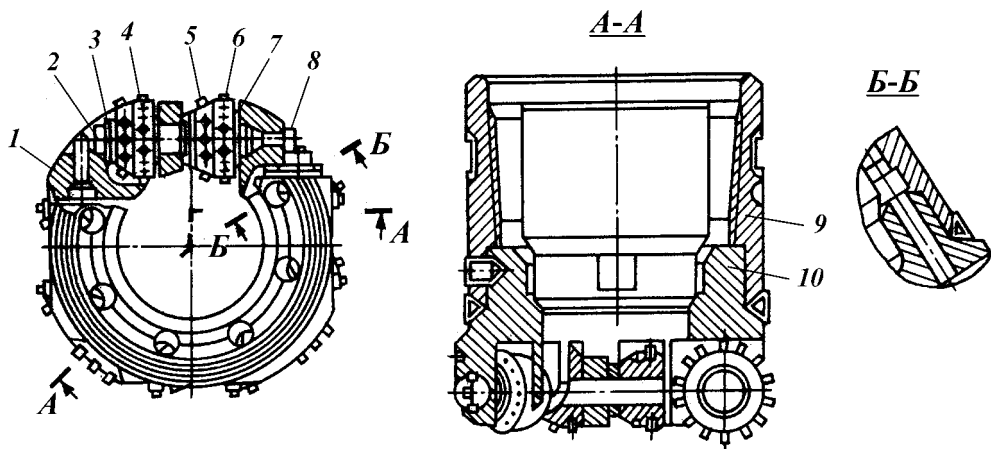
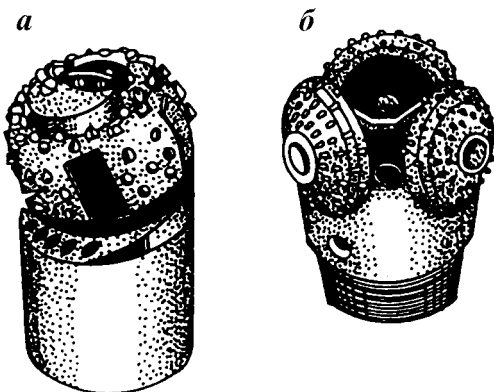


Рис. 18.20. Бурильная головка 17НК187,3/80СЗ

Рис. 18.21. Бурильные головки:
а — одношарошечная 6ВК190/80СЗ; *б* — трехшарошечная



В конструкциях, изображенных на рис. 18.18 и 18.21, одна и та же шарошка кроме разрушения кольцевого забоя формирует керн и стенку скважины. В конструкциях, показанных на рис. 18.19, одни шарошки (см. рис. 18.19, а) расположены ближе к оси долота, обувают керн и разрушают прилегающую к нему центральную часть забоя, а другие (см. рис. 18.19, б) обращены к периферии, разбуивают наружную зону забоя и калибруют ствол скважины. Поэтому первые называют внутренними и кернообразующими шарошками, а вторые — наружными и скважинообразующими.

Вооружение шарошек может быть стальным (фрезерованным) с наплавкой твердым сплавом, вставным (штыревым) или комбинированным.

Лапы 2 (см. рис. 18.18, а) с шарошками 1 часто образуют отдельные секции бурильной головки, собираемые на штифтах и свариваемые вместе с образованием при этом присоединительной головки 3. Но бывают бурильные головки с литым цилиндрическим корпусом (см. рис. 18.19).

Промывочное устройство (промывочный узел) состоит обычно из нескольких каналов, просверленных в лапах или в корпусе бурильной головки, но может включать втулку или патрубки, соединяющиеся с внутренней полостью присоединительной головки (см. рис. 18.18, б). Выходные промывочные отверстия обычно располагаются между шарошками на некотором расстоянии от керна во избежание его размыва. Важные параметры конструкции бурильной головки — высота керноприема и его коэффициент. Высотой керноприема принято называть расстояние от зоны образования керна до кернорвателя, а коэффициентом керноприема — отношение к этому расстоянию диаметра керна.

Одношарошечные бурильные головки (см. рис. 18.21, а) разработаны в СевКавНИПИнефти только второго класса и одного типа — для отбора керна в карбонатных среднетвердых породах. Шарошка бурильной головки выполнена сферической с широкими продольными промывочными пазами и круглым отверстием, обращенным к керноприемнику, выполненному в пустотелой цапфе. Наружная и торцовая поверхности шарошки оснащены вставными твердосплавными штырями формы Г23 с плосковыпуклой рабочей головкой.

Штыри (зубки), расположенные на наружной поверхности шарошек, обеспечивают разрушение породы в кольцевой зоне между керном и стенкой скважины и калибруют ствол скважины, а зубки, запрессованные на торце шарошки (а также на торце цапфы в новых конструкциях), формируют столбик керна.

Высота керноприемника уменьшена до минимума, и коэффициент керноприемника очень высок. Разность между диаметрами скважины и керна невелика. Шарошка смонтирована на мощной опоре по схеме СШС. Промывочное устройство состоит из ряда наклонных каналов у бурильных головок большого размера и из широкого щелевого отверстия в бурильной головке малого размера. Все отверстия обращены в одну сторону забоя, к его периферии. Трехшарошечные бурильные головки (см. рис. 18.21, б) разработаны во ВНИИБТ. В настоящее время они выпускаются серии 6ВК только второго (с твердосплавным вооружением) класса и одного типа СЗ.

Бурильные головки СЗ предназначены для бурения скважин кольцевым забоем в средних и среднетвердых породах малой и средней абразивности (известняки и др.).

Описанные бурильные головки изготавливают следующих моделей: 6ВК190/80СЗ, 6ВК214/80СЗ, 6НК187,3/80СЗ.

Четырешарошечные бурильные головки выпускаются двух классов: третьего — с комбинированным вооружением и второго — со штыревым вооружением. Бурильные головки с комбинированным вооружением шарошек изготавливают типа СТ для бурения мягких и средних пород, перемежающихся твердыми. Выпускают две серии этих бурильных головок: 1 (1ВК) и 2 (2ВК).

Бурильные головки серии 1ВК производят трех размеров моделей 1ВК190СТ, 1ВК269СТ и 1ВК295СТ (см. рис. 18.18, а).

Они выполняются секционными и могут применяться как в турбинном, так и в роторном бурении соответственно со съёмными керноприемниками и без них.

Опора шарошки у всех бурильных головок 1ВК выполнена по схеме ролик — шарик (замковый) — шарик. Шарошки — самоочищающиеся, оснащены по всем венцам относительно невысокими фрезерованным зубьями, наплавленными релитом. Вершины шарошек, участвующие в образовании керна, армированы твердосплавными вставками. Промывка забоя осуществляется через патрубки. Диаметр керна у бурильных головок 1ВК190СТ составляет 33 мм, а у бурильных головок 1ВК269СТ и 1ВК295ВК — 47 мм.

Бурильные головки того же типа СТ, но более совершенной серии 2ВК выпускаются моделей 2ВК190/40СТ, 2ВК214/60СТ (см. рис. 18.18, в) и 2ВК269,9/60СТ, приспособленных для бурения со съёмной грунтоноской при турбинном бурении и без нее при роторном способе бурения. Корпус этих бурильных головок также сварной секционный.

Бурильные головки второго класса (лишь с твердосплавным вооружением) выпускаются типа ТКЗ — для колонкового бурения в твердых породах (плотные песчаники, доломиты, конгломераты, очень плотные глины и др.). Эти бурильные головки изготавливают серии 2ВК двух моделей: 2ВК190/40ТКЗ и 2ВК214/60ТКЗ (см. рис. 18.18, з). Твердосплавные зубки с клиновидной и полусферической рабочими головками чередуются по каждому венцу любой из шарошек. Опора шарошки и другие конструктивные особенности такие же, как и у бурильных головок типа СТ той же серии 2ВК.

Пятишарошечные бурильные головки в настоящее время изготавливаются серии 24НК, которая разработана также ВНИИБТ. Они относятся ко второму классу, к типу ТКЗ. Выпускаются крупными опытно-промышленными партиями двух моделей: 24НК139,7/52ТКЗ и 24НК158,7/67ТКЗ.

Шестишарошечные бурильные головки выпускают со стальным и твердосплавным вооружением. Бурильные головки этой разновидности со стальным (фрезерованным) вооружением (т.е. первого класса) изготавливают одного типа СТ — для среднетвердых пород. В массовом производстве пока находятся бурильные головки только двух моделей: 21ВК190/80СТ (см. рис. 18.19, б) и 21ВК214/80СТ.

Восьмишарошечные бурильные головки выпускают одного типа — МЗС. Они предназначены для низкооборотного бурения с отбором керна в среднемягких породах (известняк, доломиты, ангидриты, мергели, переслаивающиеся с аргиллитами, алевролитами и битуминозными песчаниками).

Эти бурильные головки изготавливают серии 17 (см. рис. 18.20). Бурильная головка этой серии состоит из корпуса 10, приваренной к нему муфты 9 (или ниппеля) и шарошек 4 и 7, смонтированных в пазах корпуса 10 попарно на четырех осях 2. Три оси выполнены с запорным хвостовиком 1, удерживающим другую (перпендикулярную к хвостовику) ось от выпадения, а четвертая, собираемая последней, запирается винтом 8. Наружная поверхность шарошки состоит из цилиндрической и конической частей. Цилиндрическая часть оснащена твердосплавными зубками 6 с клиновидной головкой, ориентированной своим лезвием под углом 45° к образующей цилиндра таким образом, что зубки на наружной 4 и внутренней 7 шарошках направлены в разные стороны. Коническая часть шарошки вооружена подрезными зубками 5, служащими для калибровки керна (шарошки 7) и скважины (шарошка 4) и перекрывающими забой между основными зубками 6. Шарошка 4 упирается своим торцом в шайбу 3, прилегающую к корпусу бурильной головки. Описанная конструкция предусматривает возможность сборки и разборки бурильной головки в полевых условиях с целью замены изношенных деталей (осей, винтов, шайб) и шарошек в соответствии с разработанной инструкцией.

В процессе бурения данная бурильная головка оказывает на буримые породы преимущественно режущее действие. Она изготавливается двух моделей: 17НК187,3/80МСЗ (см. рис. 18.20) и 17ЕК212,7/80МСЗ.

18.7. ЛОПАСТНЫЕ И ФРЕЗЕРНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Лопастные бурильные головки (рис. 18.22, а) просты по конструкции и изготовлению, работают в режиме резания, без ударов и вибраций. Поэтому по сравнению с шарошечными бурильными головками они обеспечивают лучшую сохранность керна. Недостатки лопастных, бурильных головок в общем те же, что и лопастных долот: относительно

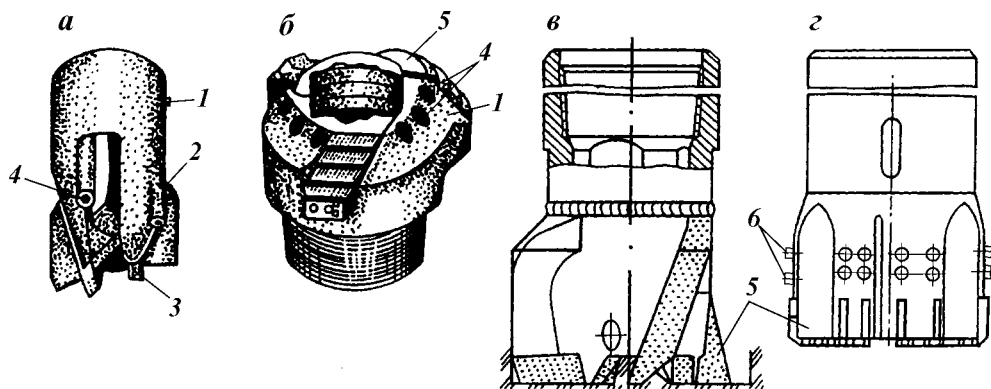


Рис. 18.22. Лопастные и фрезерные бурильные головки:

а – бурильная головка фирмы «Эй-Уан Бит энд Тул»; б – бурильная головка 11НК187/80МИ; в, г – бурильные головки, выпускаемые в Румынии; 1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – резцы; 4 – промывочные сопла; 5 – твердосплавные режущие инструменты; б – боковые промывочные сопла

узкая область применения, возможное уменьшение диаметра скважины и др.

В состав бурильной головки входят корпус 1, составляющие с этим корпусом, единое целое (обычно приварные) лопасти 2 и резцы 3, а также промывочные сопла 4. Рабочие поверхности лопастей 2 и режущие кромки резцов 3 обычно армируют износостойким твердым сплавом. Бурильные головки, предназначенные для колонкового бурения в слабых породах, армируют чаще всего зернистым литым (направляемым) сплавом, бурильные головки для мягких и среднемягких пород — вставными штырями из карбида вольфрама (рис. 18.22, б).

Бурильные головки, изображенные на рис. 18.22, в, г, напоминают по форме и действию фрезерное долото и могут быть названы фрезерными. Они эффективны при роторном бурении с отбором керна.

Твердосплавные бурильные головки (коронки) представляют собой обычно цилиндрические кольца с закрепленными в них твердосплавными режущими элементами в виде резцов, зубцов или пластинок. Они применяются при бурении мелких колонковых скважин в основном на твердые полезные ископаемые.

В РФ выпускаются лопастные бурильные головки только одной разновидности (см. рис. 18.22, б), которые можно отнести к фрезерным. Эти бурильные головки разработаны для роторного бурения в комплекте с колонковым снарядом с несъемным керноприемником. Они предназначены для отбора керна в мягких породах (красноцветные моренные отложения, суглинки, мягкие глины, мел, мягкие и слабые известняки, мергели и т.п.).

Для колонкового бурения скважин небольшого диаметра, преимущественно геологоразведочных, серийно выпускаются тонкостенные твердосплавные коронки.

18.8. АЛМАЗНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ И БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ ИСМ

Алмазные бурильные головки по конструктивным особенностям и характеру воздействия на породу и столбик керна наиболее подходят для колонкового бурения.

По технологии изготовления, расположения алмазов и промывочных канавок они имеют много общего с алмазными долотами. Поэтому указанные бурильные головки могут быть классифицированы на те же два клас-

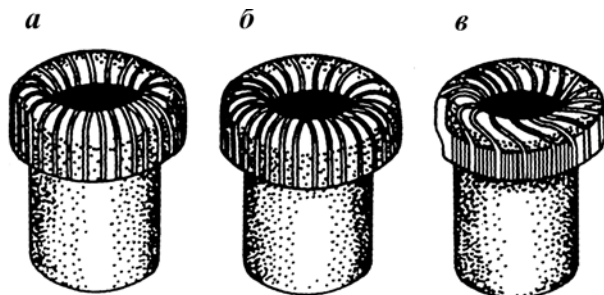


Рис. 18.23. Алмазные бурильные головки основных разновидностей:
а — С20; б — С23; в — С22

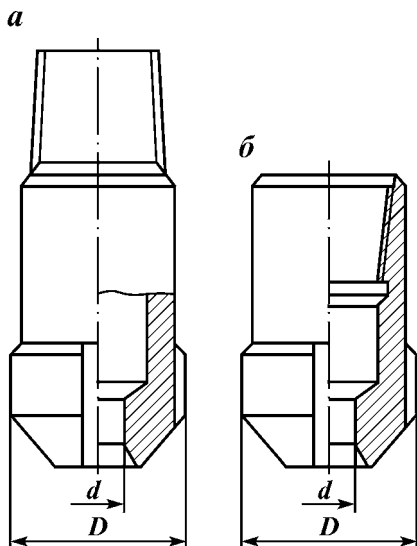


Рис. 18.24. Отечественные алмазные бурильные головки:

a — для колонковых снарядов со съёмным керноприемником; *б* — для снарядов с несъёмным керноприемником; *D* — номинальный наружный диаметр бурильной головки; *d* — диаметр кернообразующего отверстия

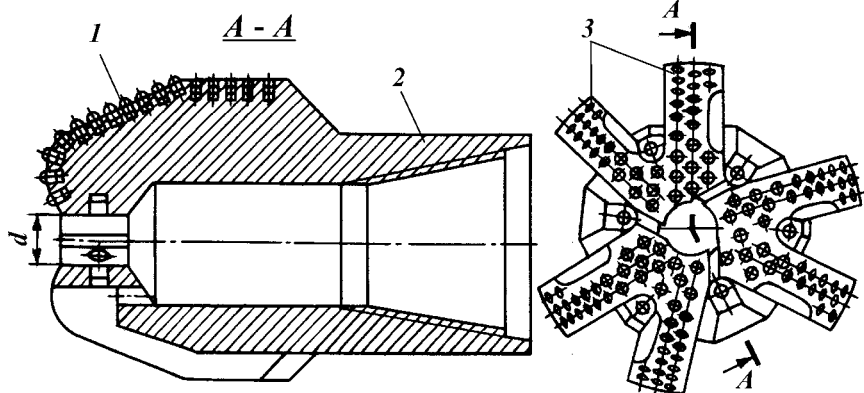


Рис. 18.25. Бурильная головка ИСМ

са — с природными и искусственными (синтетическими) алмазами и примерно на те же основные разновидности: радиальную (рис. 18.23, *a*), радиально-ступенчатую (рис. 18.23, *б*) и спиральную (рис. 18.23, *в*). По назначению и свойствам разбуриваемых ими пород они распределяются на типы, по конструктивным особенностям — на модификации, по размерам — на модели, по технологии изготовления и форме выполнения — на серии.

Выпускаются алмазные бурильные головки, оснащенные как природными, так и синтетическими алмазами.

Бурильные головки первого класса (с природными алмазами) изготавливаются трех разновидностей: однослойные радиальные, однослойные ступенчатые и импрегнированные.

Бурильные головки для колонковых снарядов со съёмным керноприемником (грунтоносной) изготавливаются с ниппельной наружной соединительной резьбой (рис. 18.24, *a*), а бурильные головки для колонковых снарядов с несъёмным керноприемником — с муфтовой внутренней резьбой (рис. 18.24, *б*).

Бурильные головки ИСМ, вооруженные вставками со сверхтвёрдым

материалом славутич, выпускаются в настоящее время одной и той же разновидности (рис. 18.25) и одного типа МС (для бурения с отбором керна в среднемягких породах).

Эти бурильные головки армируют вставками 1 со славутичем по наружной рабочей поверхности шести лопастевидных рабочих органов 3, составляющих единое целое с продолговатым полым корпусом 2, а также по внутренней центральной части, формирующей керн.

18.9. КЕРНОПРИЕМНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Керноприемным или колонковым инструментом (керноприемными устройствами) принято называть инструмент, обеспечивающий прием, отрыв от массива горной породы и сохранение керна в процессе бурения и во время транспортирования по скважине вплоть до извлечения его на поверхность.

Во избежание получения искаженных или неверных геологических, химических и иных данных о буримых породах нередко необходимо применять такие керноприемные устройства, которые обеспечивают не только высокий вынос керна (%), но и ненарушенную структуру породы, защищают керн от бурового раствора, производят на него минимальное разрушающее воздействие и т.п.

По принципу работы и конструктивным особенностям керноприемные устройства распределяются на следующие разновидности: Р1, Р2 — для роторного бурения соответственно со съёмным (извлекаемым по бурильным трубам) и с несъёмным керноприемниками; Т1, Т2 — для турбинного бурения соответственно со съёмным и несъёмным керноприемниками.

Современные керноприемные устройства выпускаются трех типов и предназначены для отбора керна: из массива плотных пород; в трещиноватых, перемятых или перемежающихся по плотности и твердости породах; в сыпучих породах, легко разрушаемых и размываемых буровым раствором.

Керноприемные устройства первого типа выполняются в виде двойного колонкового снаряда с керноприемником (грунтоноской), изолированным от потока бурового раствора и вращающимся вместе с корпусом снаряда. К устройствам этого типа относится колонковый снаряд «Недра» (рис. 18.26, а).

Устройства второго типа изготовляют с невращающимся керноприемником, подвешенным на одном или нескольких подшипниках, и с надежными кернорвателями и кернодержателями. К устройствам этого типа относятся керноотборные снаряды СК164 (рис. 18.26, б) КК, К и др.

Устройство третьего типа должно обеспечивать полную герметизацию керна и перекрытие керноприемного отверстия в конце бурения. К таким устройствам относится снаряд с эластичным керноприемником.

Керноприемные устройства разновидности Р2 изготовляют всех трех типов, а остальные разновидности — одного-двух типов.

В СНГ в настоящее время изготавливают серийно керноприемные устройства разновидностей Р2, Т1 и Т2 (ГОСТ 21949–76 предусматривает выпуск устройств только Р1, Т1 и Т2). Разновидность Р2 выпускают двух типов.

Керноприемное устройство Р2 первого типа производится в единст-

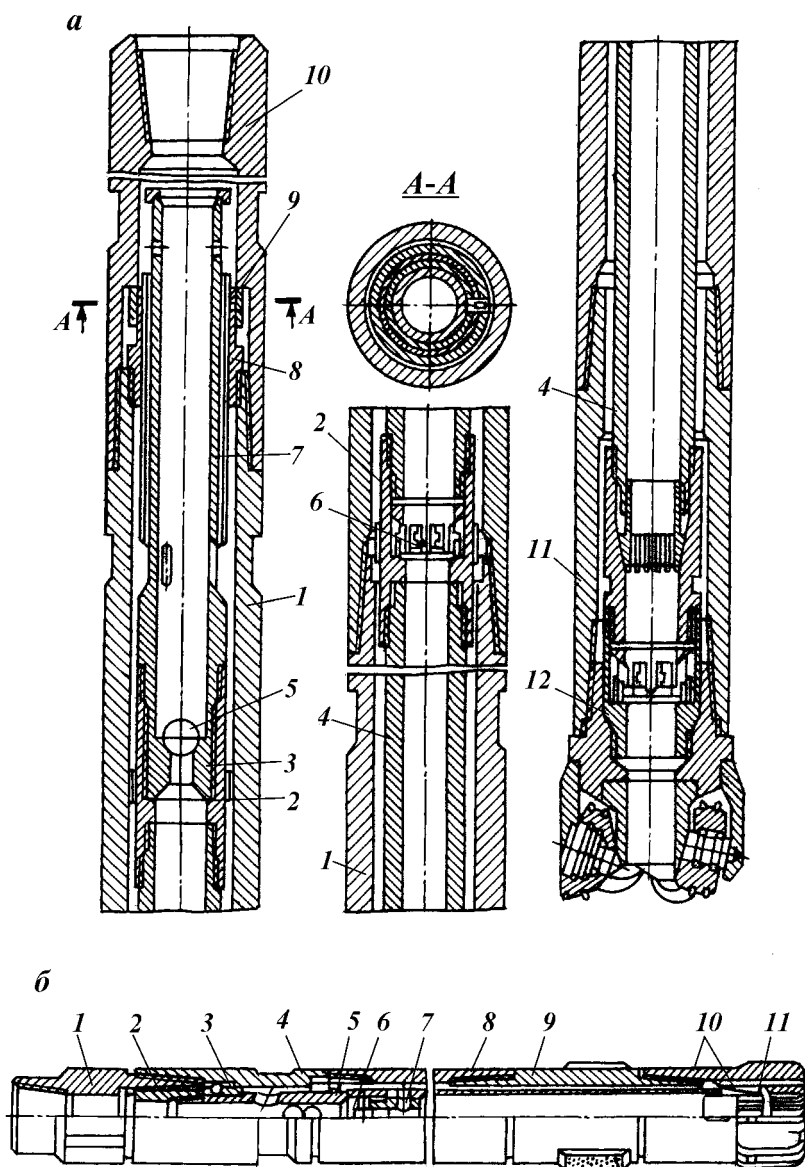


Рис. 18.26. Кернаприемные устройства:
 а – снаряд «Недра» КД11М-190/80; б – СК164/80

венной модификации — в виде снаряда «Недра» одной модели КД11М-190/80 — для отбора керна диаметром 80 мм.

Колонковый снаряд «Недра» (разработан во ВНИИБТ) состоит из двух, трех или более секций длиной по 5 м. В его состав входит корпус 1 (см. рис. 18.26, а), верхний 10 и нижний 11 переводники и грунтоноса 4, собранная, как и корпус, из нескольких секций, соединенных муфтой-центриратором 2. В последней смонтирован кернодержатель 6, а в нижней части грунтоноски — комплект кернарвателей 12. Верхняя часть грунто-

носки включает узел подвески с винтом 7, гайкой 8 и фиксатором 9 и обратный клапан, состоящий из сменного гнезда-седла 3 и шара 5.

Снаряд «Недра» благодаря теоретически неограниченному числу секций позволяет отобрать керн большой длины, зависящий от стойкости бурильных головок. В комплект этого снаряда включают обычно бурильные головки серий 6ВК, 20НК, 21ВК, 25НК, 17ВК и др.

Керноприемные инструменты той же разновидности второго типа выполняются двух модификаций: СК и СКУ.

Инструмент СК (снаряд керноотборочный) изготавливается модели СК164/80 (Павловский машиностроительный завод им. Мясникова), т.е. с корпусом наружным диаметром 164 мм и керноприемным отверстием диаметром 80 мм. Этот снаряд состоит из верхнего 1 и нижнего 9 переводников (см. рис. 18.26, б), контрвтулки 2, радиально-упорного шарикового подшипника 3, головки 4, полого шпинделя 5, обратного клапана 6, керноприемника 7 (грунтоноски), трубчатого корпуса 8, башмака 10 и цангового кернорвателя 11. При отборе керна в мягких породах цанговый кернорватель заменяется лепестковым. Шариковый подшипник 3 обеспечивает свободное вращение головки 4 и корпуса 8 относительно шпинделя 5 и навинченного на этот шпиндель почти не вращающегося в процессе бурения керноприемника 7. Шарик обратного клапана 6 забрасывается в снаряд по бурильным трубам после промывки непосредственно перед бурением. Он закрывает полость керноприемника 7 от попадания в нее бурового раствора.

Снаряд СК выпускается двухсекционным. Он может быть изготовлен с одной или тремя секциями и используется с алмазными бурильными головками диаметрами 188, 212, 241 или 267 мм. Этот снаряд должен постепенно заменяться унифицированным снарядами КД11М-190/80.

Инструмент модификации СКУ конструктивно представляет собой видоизмененный снаряд «Недра». Серийно выпускается керноприемный инструмент разновидности Т1 (КТД3 и КТД4С) четырех моделей: КТД3-240, КТД4С-240, КТД4С-195 и КТД4С-172.

Инструмент КТД3-240 выпускается односекционным и применяется с бурильными головками серии 1ВК наружным диаметром 269 или 295 мм для керна диаметром 48 мм; КТД4С-240 — трехсекционным (две секции и один колонковый шпиндель), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметрами 269,9 и 295,3 мм для керна диаметром 60 мм.

Инструмент КТД4С-195 — четырехсекционный (три секции и один шпиндель), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметром 190 или 187,3 мм для керна диаметром 40 мм.

Шифр КТД означает «колонковое турбинное долото», однако в действительности КТД3 и КТД4 представляют собой видоизмененный секционный (с полым валом) турбобур, т.е. этот инструмент относится к гидравлическим забойным двигателям.

Для бурения с несъемной грунтоноской во ВНИИБТ был разработан и изготавливается колонковый шпиндель (ШУК172), присоединяемый к нижней секции турбобура. Он представляет собой отдельную часть турбобура.

При турбинном бурении формирование и сохранение керна крайне затруднены, его диаметр мал и его вынос (по отношению к величине проходки за рейс) уменьшается до 30—20 % и менее. Поэтому для отбора керна, особенно на один, два или три рейса, обычно временно переходят на роторный способ бурения.

18.10. РАСШИРИТЕЛИ

Расширители ствола буровых скважин, как и другой технологический инструмент, по принципу действия и особенностям работы во многом отличаются от бурильного инструмента.

В Российской Федерации расширители применяют как для последовательного расширения уже пробуренного ствола скважины, так и для бурения с одновременным расширением скважины.

Во многих случаях более выгодно бурить ствол долотом диаметром 190,5–293,5 мм (вместо 445 мм) с расширением его до требуемого размера.

Расширители можно классифицировать по виду, форме их рабочих органов (лопастные, шарошечные и др.), способу крепления рабочих органов (жесткозакрепленные, разборные и раздвижные), числу этих органов, типу их вооружения и другим отличительным особенностям.

Применяют два вида расширителей: шарошечные и лопастные (преимущественно в мягких породах). В связи с ростом числа глубоких и сверхглубоких скважин, усложнением конструкций скважин, увеличением их начального диаметра и диаметра кондуктора ассортимент расширителей, особенно шарошечных, неуклонно увеличивается. Известны также ступенчатые, двухъярусные и многоярусные расширители.

Для расширения ствола скважины под башмаком обсадной колонны и в других случаях используют раздвижные расширители. В РФ организовано серийное производство трехшарошечных расширителей-калибраторов одного типа РШ, семи размеров, диаметрами 243–490 мм для нефтяных и газовых скважин.

18.11. КАЛИБРАТОРЫ-ЦЕНТРАТОРЫ

Калибрующе-центрирующий инструмент, в отличие от рассмотренных выше долот, бурильных головок и расширителей, в процессе своей работы совсем не разрушает горные породы либо разрушает их в небольшом объеме на малую глубину (по радиусу скважины) и на относительно небольших (по длине) участках ствола скважины. Это разрушение пород приводит к выравниванию стенок скважины, частичному расширению и калиброванию отдельных участков ствола.

Рассматриваемый инструмент подразделяют на три группы: калибраторы, центраторы и стабилизаторы.

Калибратор — это инструмент, выполняющий как центрирующие, так и калибрующие функции, т.е. предназначенный для расширения и калибрования участков ствола скважины по диаметру долота, а также для центрирования и улучшения условий работы долота и стабилизации направления оси скважины. Этот инструмент рекомендуется устанавливать непосредственно над долотом или между секциями УВТ.

Центратор — это инструмент, предназначенный для центрирования нижней части бурильной колонны. Он устанавливается на корпусе забойного двигателя либо в колонне бурильных труб. Во втором случае он называется колонным. Длина центратора должна быть порядка одного-двух диаметров долота.

Стабилизатор служит для направления ствола скважины и центрирования бурильной колонны.

Диаметр всех указанных инструментов должен быть равен диаметру применяемого долота. Но в последнее время на корпусе забойного двигателя предлагается устанавливать центратор меньшего диаметра (на 2–14 мм меньше диаметра долота).

По конструкции инструменты трех названных групп, по существу, между собой не различаются. Намного более значительные различия отмечаются по видам, типам, модификациям одноименного инструмента. Функции калибраторов, центраторов и стабилизаторов в основном одни и те же.

Можно выделить следующие основные виды калибрующего инструмента: трубный, планочный или ребристый плащечный, спиральный лопастный и роликовый.

Калибрующе-центрирующий инструмент (преимущественно под названием калибратор) изготавливают двух видов: планочный и спиральный.

Планочные калибраторы армируют синтетическими алмазами, славутичем или твердым сплавом. В первом случае калибраторы выпускаются одной серии (ИТС), одного типа (С), двух модификаций (С2 и С3), трех моделей: СТС188С3, СТС212С3 и СТС292С2. Они применяются вместе с алмазными долотами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 — выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами марки СВС-П, а средний участок — мелкими твердосплавными вставками с плоской рабочей головкой.

Планочные калибраторы, оснащенные славутичем, выполняются двух моделей: ИСМ188К и ИСМ212К. Они применяются при бурении с долотами ИСМ.

Спиральные (лопастные) калибраторы изготавливают двух типов (СТ и СТК), трех модификаций (5КС, 10КС и 11КС). Они применяются в основном с шарошечными долотами.

Калибраторы 5КС выпускают трех моделей: 5КС212,7СТ; 5КС214СТ и 5КС215,9СТ.

Калибраторы 10КС имеют примерно такую же конструкцию, как и калибраторы 5КС, но их три спиральных рабочих органа армируют не твердосплавными вставками, а вставками со славутичем. Калибраторы 10КС выпускаются двух моделей: 1ЛКС190,5СТК и 10КС215,9СТК, т.е. типа СТК диаметрами 190,5 и 215,9 мм. Все они характеризуются тем, что их рабочие органы составляют единое целое с корпусом калибратора.

Калибраторы модификации 11КС отличаются от калибраторов 10КС тем, что изготавливаются со сменной муфтой. Выпускают одну модель этих калибраторов — 11КС295,3СТК.

Из бурильных труб составляют бурильную колонну, функциональное назначение которой состоит в следующем:

- передача вращения от ротора породоразрушающему инструменту (при роторном бурении);

- передача неподвижному (замкнутому) столу ротора реактивного крутящего момента, который возникает при бурении скважины забойными двигателями;

- создание осевой нагрузки на долото;

- подача промывочного бурового раствора к забою скважины для очистки его от осколков разрушенной породы;

- снабжение забойного гидравлического двигателя рабочим агентом (при бурении забойными двигателями);

- обеспечение подъема керна на дневную поверхность и спуска различных приборов и инструментов в скважину;

- выполнение аварийные работы в скважинах.

19.1. ВЕДУЩИЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

На верхнем конце бурильной колонны расположена ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне, состоящей из бурильных труб, замков и утяжеленных бурильных труб. На нижний конец бурильной колонны навинчено долото или другой инструмент. В отличие от бурильных труб, замков и УБТ ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного, иногда шестигранного сечения. Другие формы сечений в нефтепромысловой практике применяются редко.

Ведущая труба также предотвращает реверсивное вращение бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя (турбобура, винтобура, электробура).

В практике бурения ведущие трубы применяются сборной конструкции, состоящие из трубы, верхнего и нижнего переводников, а также цельной (неразъемной). Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются в основном квадратного сечения, включают собственно трубу, верхний переводник ПШВ для соединения с вертлюгом и нижний переводник ПШН для присоединения к бурильной колонне.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются по ТУ 14-3-126 – 73 размерами 112×112, 140×140, 155×155 мм и по ТУ 14-3-755 – 78 размерами 65×65 и 80×80 мм.

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. 19.1 и на рис. 19.1. На концах ведущей трубы нарезается трубная коническая резьба (профиль по ГОСТ 631 – 75) – правая на нижнем и левая на верхнем.

На нижний конец трубы навинчивается (горячим способом на пресовой посадке) переводник ПШН (рис. 19.2, а), а на верхний – переводник ПШВ (рис. 19.2, б).

Таблица 19.1

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный размер трубы, мм	Сторона квадрата a , мм	Диаметр канала d , мм	Диаметр проточки под элеватор D_1 , мм	Диаметр цилиндрической проточки D_2 , мм	Длина резьбы G (включая сбеги), мм	Длина трубы, м, не менее		Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286 – 75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
						рабочей части L_p	общая L	верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	1 м трубы без переводников	переводника	
													верхнего	нижнего
По ТУ 14-3-126 – 73														
112	112^{+5}_{-1}	74±4	114	110±0,5	95	–	13 – 2,5	–	–	–	–	65,6	–	–
140	140±2	85±5	141	135±0,5	105	–	14 + 2,5	–	–	–	–	106,6	–	–
155	155^{+2}_{-3}	100±5	168	150±0,5	120	–	14 + 2,5	–	–	–	–	124,3	–	–
По ТУ 14-3-755 – 78														
65	65	32	73	63	65	9,3	10,0 + 2,5	3-76Л	3-76	95	95	27	10	9
80	80	40	89	75	75	9,3	10,0 + 2,5	3-88Л	3-88	108	108	38	12	12

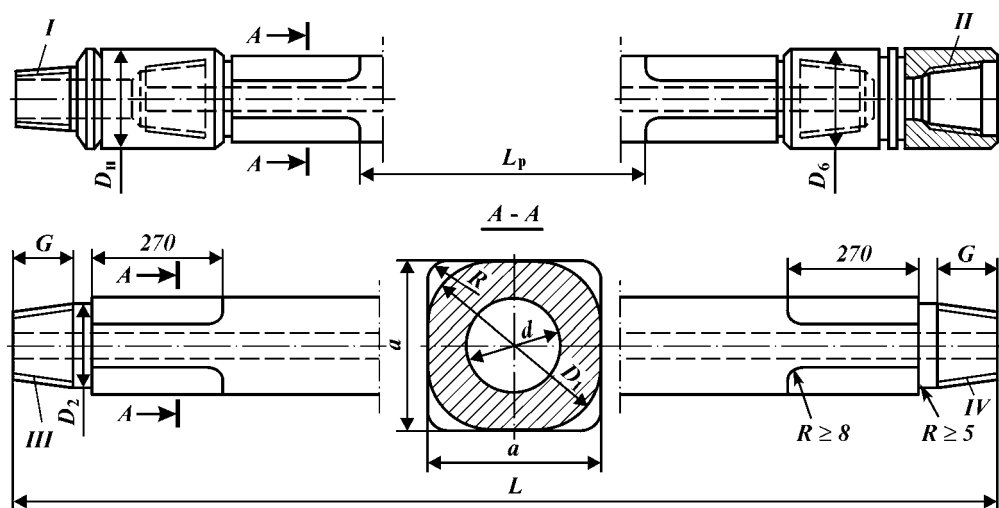


Рис. 19.1. Ведущая труба сборной конструкции:

I, II – резьба замковая по ГОСТ 5286–75 соответственно правая и левая; *III, IV* – резьба 8 ниток $\times 25,4$ соответственно по ТУ 14-3-126–73 правая и левая

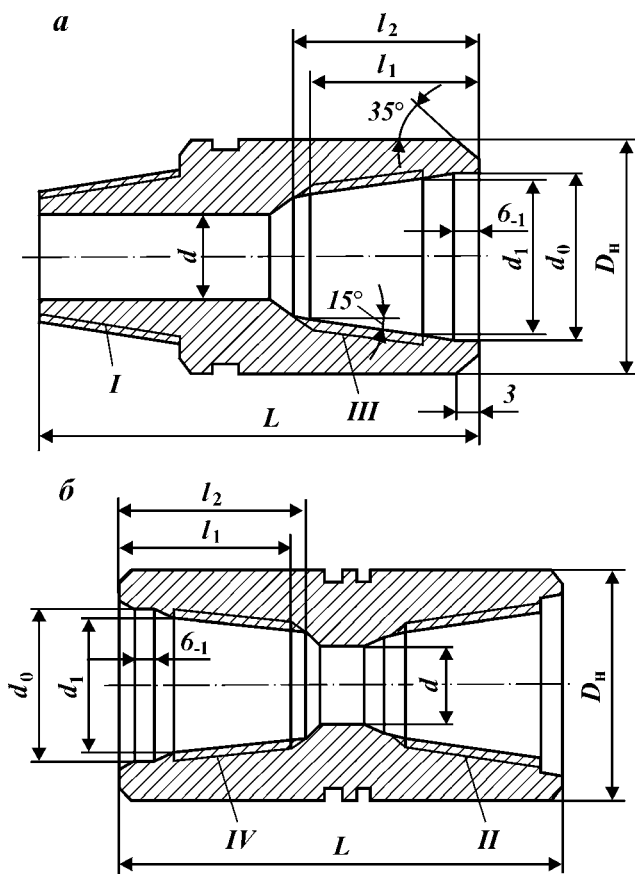


Рис. 19.2. Переходники ведущей трубы:

a – нижний; *б* – верхний; *I* – резьба замковая; *II* – то же, левая; *III* – резьба по ТУ 14-3-126–73; *IV* – то же, левая; D_n – наружный диаметр переходника; L – длина переходника; d – диаметр проходного отверстия; d_c – диаметр цилиндрической выточки; d_1 – внутренний диаметр в плоскости торца; l_1 – расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем; l_2 – длина конуса под резьбу

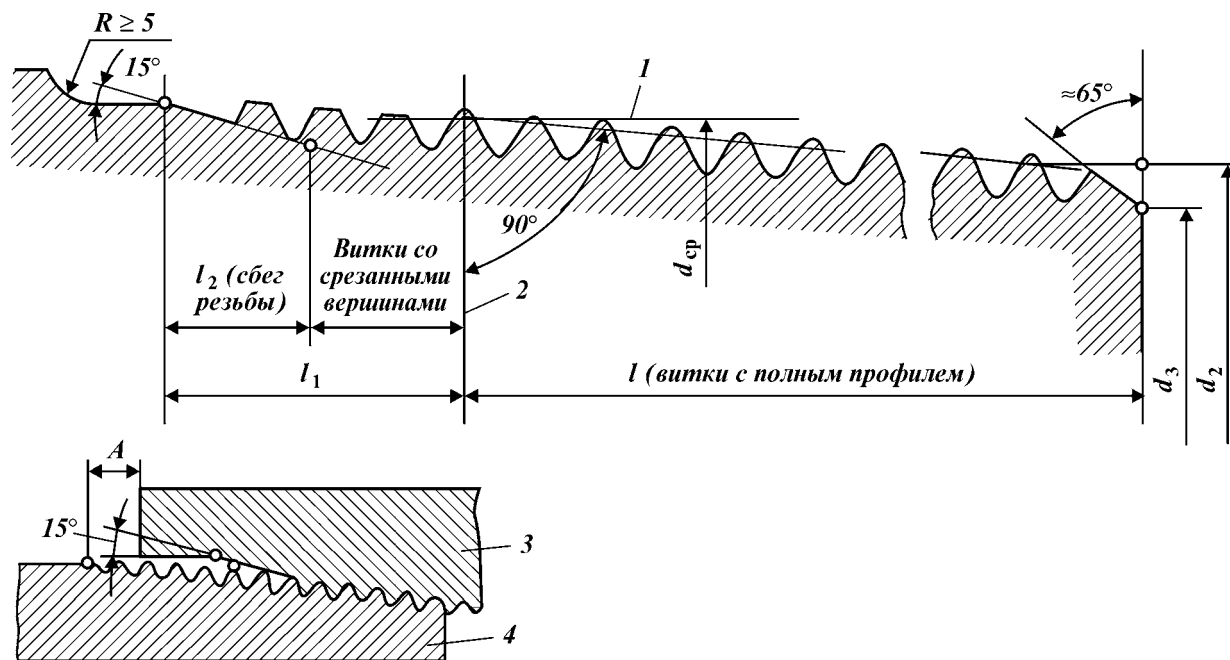


Рис. 19.3. Резьбовое соединение ведущих труб:

1 – линия, параллельная оси резьбы штанги; 2 – основная плоскость; 3 – переводник; 4 – штанга

Для защиты от износа замковой резьбы переходника ПШН между замком бурильной трубы и переходником ведущей трубы устанавливается переходник ПП.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из стали групп прочности Д и К, переходника — из стали марки 40ХН (ГОСТ 4543—71).

Трубная резьба на концах ведущей трубы не стандартизирована, за исключением профиля (рис. 19.3). На теле трубы допускаются дефекты глубиной не более 18 % толщины стенки на расстоянии более 500 мм от концов, и не более 12,5 % на остальной части трубы. Точность трубной конической резьбы должна соответствовать требованиям ГОСТ 631—75. При контроле трубной резьбы резьбовым калибром-кольцом натяг (расстояние между измерительной плоскостью калибра и концом сбега резьбы трубы) должен составлять $9 + 3,175$ мм. На цилиндрической поверхности каждой трубы у левой резьбы или на грани должна быть нанесена маркировка: размер трубы, номер, номер плавки, марка стали, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. На буровую трубы поступают с навинченными предохранительными кольцами.

Технические требования для переходников к ведущим трубам должны соответствовать ТУ 26-02-652—75, а требования к резьбовым соединениям — ГОСТ 631—75 и ГОСТ 5286—75.

С целью увеличения сроков эксплуатации и повышения сопротивления усталости резьбовых соединений ведущих бурильных труб их конструкции усовершенствованы: АзНИПИнефтью (трубы ТВБ) и ВНИИБТ (трубы ТВКП).

Трубы ТВБ (рис. 19.4) имеют цилиндрический блокирующий пояс, который усиливает и герметизирует коническую резьбу. Его протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения 112, 140 и 155 мм. Переходники на трубу навинчивают в горячем состоянии после их нагрева до 400—430 °С.

Трубы ТВКП (рис. 19.5) отличаются коническими стабилизирующими поясами и переходниками. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются трапецеидальной резьбой профиля ТТ с углом 30° (ГОСТ 631—75) и коническим стабилизирующим пояском конусностью 1:32. Поясок протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения за резьбой профиля ТТ. Трубы ТВКП изготавливают по ТУ 51-276—86. Переходники изготавливают из стали марки 40ХН или

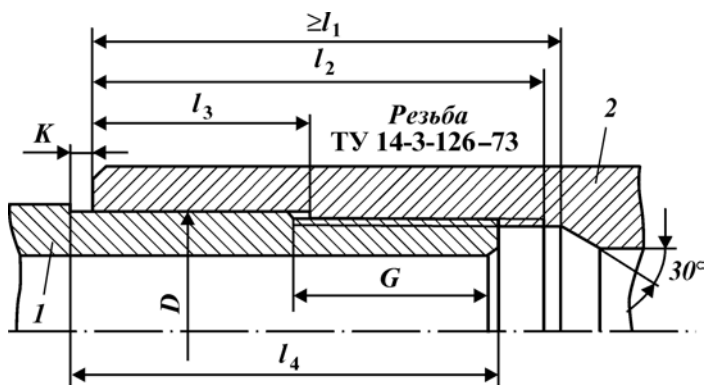


Рис. 19.4. Ведущая труба с блокирующим пояском ТВБ:
1 — труба квадратного сечения; 2 — переходник

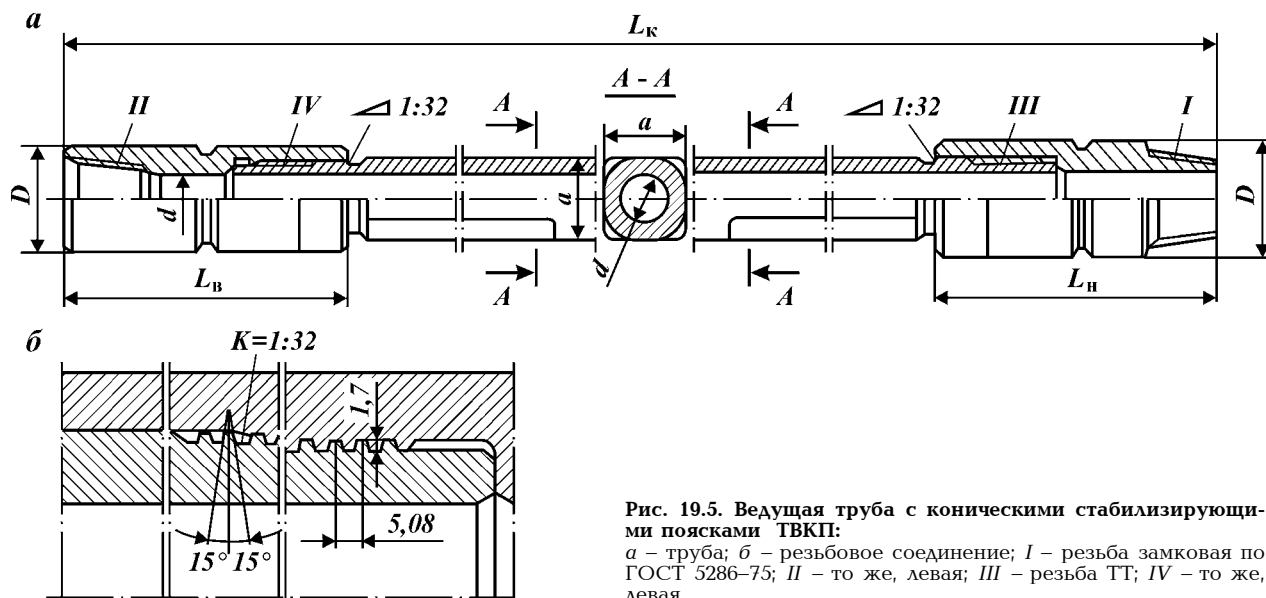


Рис. 19.5. Ведущая труба с коническими стабилизирующими поясками ТВКП:
 а – труба; б – резьбовое соединение; I – резьба замковая по ГОСТ 5286–75; II – то же, левая; III – резьба ТТ; IV – то же, левая

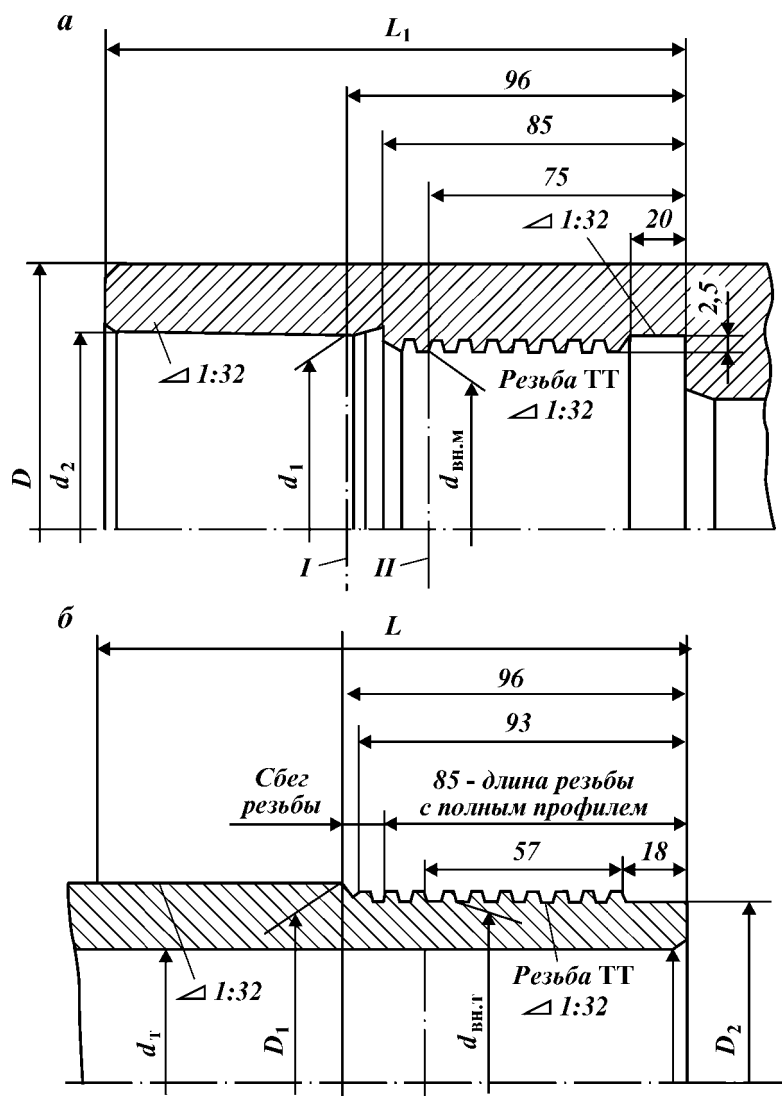


Рис. 19.6. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП:

а – переводник; *б* – труба; *I* – расчетная плоскость конических поверхностей; *II* – основная плоскость

40ХН2МА. Верхний переводник снабжен левой резьбой для предотвращения его самопроизвольного отвинчивания от ствола вертлюга. Размеры соединений приведены на рис. 19.6. Сборка переводник с трубой по резьбе профиля ТТ должна производиться горячим способом с нагревом переводников до температуры 380–450 °С. После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей. Резьбы профиля ТТ ведущей бурильной трубы контролируются резьбовыми и гладкими калибрами. В верхнем ТВВК и нижнем ТВНК переводниках кон-

тролируются внутренняя резьба профиля ТТ и коническая расточка, а также внутренняя и наружная замковые резьбы.

Промышленностью осваиваются ведущие бурильные трубы цельной конструкции квадратного и шестигранного сечений, аналогичные стандарту АНИ-7.

19.2. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживаются внутрь или наружу (ГОСТ 631 – 75). Бурильные трубы соединяются в колонну с помощью замков. На конец трубы (типов 1, 2 по ГОСТ 631 – 75) навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или нипельная часть замка. С целью упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы (типов 3, 4 по ГОСТ 631 – 75) с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют соответственно ТБВК и ТБНК.

Короткие трубы (6 м) с резьбой треугольного профиля соединяются между собой соединительными муфтами.

Размеры и массы труб типа 1 и муфт к ним должны соответствовать рис. 19.7 и табл. 19.2, типа 2 – рис. 19.8 и табл. 19.3, типа 3 – рис. 19.9, а и табл. 19.4, типа 4 – рис. 19.9, б и табл. 19.4.

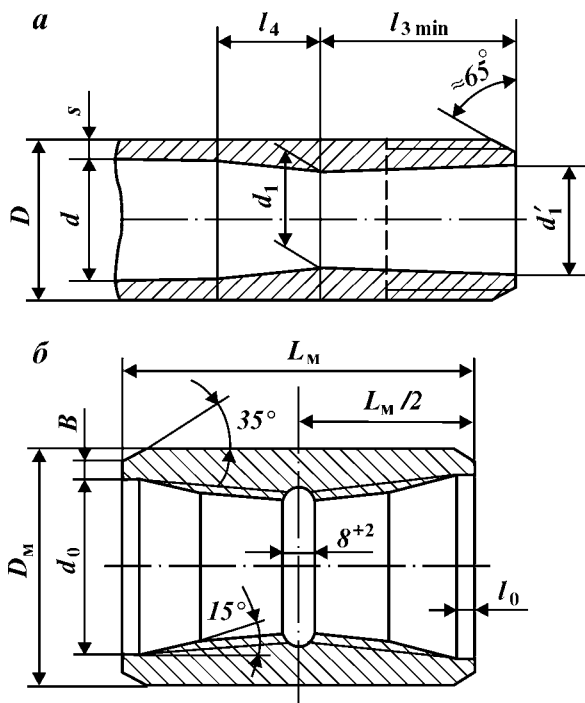


Рис. 19.7. Трубы типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним:
а – труба; б – муфта

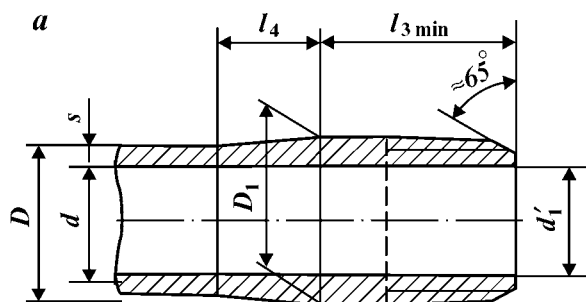


Рис. 19.8. Трубы типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним:
а – труба; б – муфта

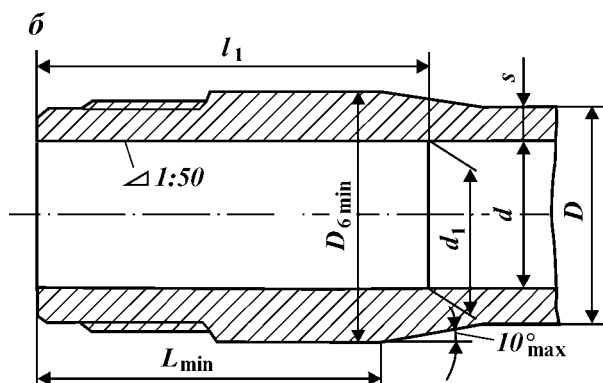
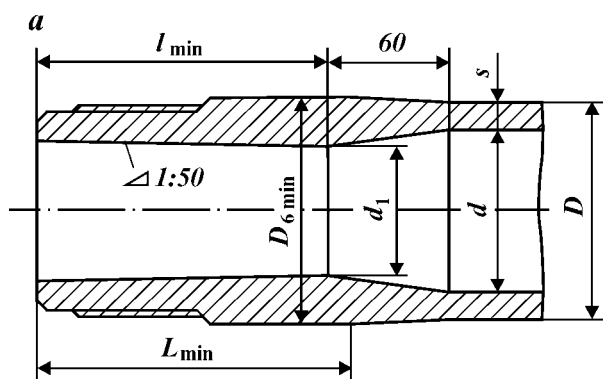
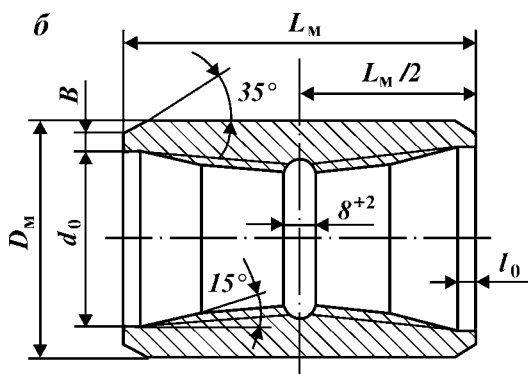


Рис. 19.9. Трубы с коническим стабилизирующим пояском:
а – конец трубы типа 3 с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками; б – конец трубы типа 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Таблица 19.2

Размеры (в мм) труб типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним

Услов- ный диаметр трубы	Труба							Муфта					Масса, кг		
	Наруж- ный диаметр D	Толщи- на стен- ки s	Внут- ренний диаметр d	Высадка				Наруж- ный диаметр D_m	Длина L_m	Расточка		Ширина торцо- вой плоско- сти B	1 м глад- кой тру- бы	двух высадок (для од- ной тру- бы)	муфты
				Длина до пе- реход- ной части $l_{3 \text{ min}}$, не менее	Длина пере- ходной части L	Диаметр прохода				Диаметр d_0	Глубина l_0				
						d_1	d'_1								
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	80	140	63,5	3	5	9,15	1,2	~2,7
73	73,0	9	42,3	100	40	24	32	95	166	76,2	3	6	11,3	1,4	
		7	59,0			45	54						11,4	1,6	~4,2
		9	55,0			34	43						14,2	2,4	
89	89,0	11	51,0	100	40	28	37	108	166	92	3	6	16,8	2,2	~4,4
		7	75,0			60	69						14,2	2,4	
		9	71,0			49	58						17,8	3,4	
102	101,6	11	67,0	115	55	45	54	127	184	104,8	3	7	21,2	3,2	~7,0
		7	87,6			74	83						16,4	3,0	
		8	85,6			70	79						18,5	3,4	
114	114,3	9	83,6	130	55	66	75	140	204	117,5	3	7	20,4	3,8	~9,0
		10	81,6			62	71						22,4	4,0	
		7	100,3			82	91						18,5	4,6	
		8	98,3			78	87						20,9	5,8	
		9	96,3			74	83						23,3	6,0	
127	127,0	10	94,3	130	55	70	79	152	204	130,2	3	7	25,7	6,6	~10,0
		11	92,3			68	77						28,0	6,4	
		7	113,0			95	104						20,7	5,8	
		8	111,0			91	100						23,5	6,4	
140	139,7	9	109,0	130	55	87	96	171	215	144,5	3	8	26,2	7,0	~14,0
		10	107,0			83	92						28,9	7,6	
		8	123,7			105	114						26,0	7,0	
		9	121,7			101	110						29,0	7,6	
169	168,3	10	119,7	130	55	100	106	197	229	171,5	3	8	32,0	8,2	~16,7
		11	117,7			91	100						35,0	9,6	
		9	150,3			128	137						35,3	9,8	
		10	145,3			124	133						39,0	10,8	
Примечания. 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см ³ . 2. Размер l_1 (длина переходной части) является справочным. 3. Размер d'_1 может быть равен d_1 . 4. По соглашению изготовителя с потребителем допускается изготовление труб с меньши-ми толщинами стенок. 5. Наружный диаметр конца трубы с условным диаметром 140 мм на длине не менее $l_{s \text{ min}}$ должен быть не менее 141,3 мм.															

Таблица 19.3

Размеры (в мм) труб типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним

Условный диаметр трубы	Труба						Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка			Наружный диаметр D_m	Длина L_m	Расточка		Ширина торцовой плоскости B	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				Наружный диаметр D_1	Длина до переходной части $l_3 \text{ min}$, не менее	Длина переходной части l_4			Диаметр d_0	Глубина l_0				
60	60,3	7	46,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15	1?5	~2,7
73	73,0	9	42,3	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,3	2,5	~4,7
		7	59,0									11,4		
		9	55,0									14,2		
89	89,0	11	51,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	16,8	3,5	~5,2
		7	75,0									14,2		
		9	71,0									17,8		
102	101,6	11	67,0	114,30	145	65	140	204	117,5	3	7	21,2	4,5	~9,0
		8	85,6									18,5		
		9	83,6									20,4		
114	114,3	10	81,6	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	22,4	5,0	~11,0
		8	98,3									20,9		
		9	96,3									23,3		
140	139,7	10	94,3	154,00	145	65	185	215	157,2	3	8	25,7	7,0	~15,0
		11	92,3									28,0		
		8	123,7									26,0		
		9	121,7									29,0		
		10	119,7									32,0		
		11	117,7									35,0		
Примечания. 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см ³ . 2. На внутренней полости участка высадки ($l_3 \text{ min} + l_4$) допускается технологическая конусность до 6 мм, т.е. размер d_1 может быть больше размера d на 6 мм.														

Таблица 19.4

м) труб типа 3 и 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка					Масса, кг	
				Диаметр прохода d_1 (предельное отклонение $\pm 1,5$)	Наружный диаметр $D_{6\text{ min}}$	Длина механической обработки L_{min}	Длина до переходной части l_{min}	Длина высадки l_1	1 м гладкой трубы	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов
С высаженными внутрь концами										
89	89,0	9	71,0	57	89,9	150	145	—	17,8	3,9
		11	67,0	54					21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	—	20,4	5,1
		10	81,6	66					22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	78	115,2	160	155	—	23,3	7,3
		10	94,3	76					25,7	7,1
		11	92,3	74					28,0	6,9
127	127,0	9	109,0	92	130,2	160	155	—	26,2	7,8
		10	107,0	90					28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	—	29,0	11,0
		10	119,7	100					32,0	10,2
		11	117,7	100					35,0	9,2
С высаженными наружу концами										
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	—	155	14,2	3,7
		11	51,0	48,0					16,8	
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	—	155	17,8	4,5
		11	67,0	64,0					21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	—	165	20,4	5,7
		10	81,6	78,6					22,4	
114	114,3	9	96,3	93,3	130,2	160	—	165	23,3	
		10	94,3	91,3					25,7	7,9
		11	92,3	89,3					28,0	

Примечания. 1. При вычислении массы плотность стали принята равной $7,85 \text{ г/см}^3$. 2. Размер $D_{6 \text{ min}}$ указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min} .

Трубы типов 1, 2 изготавливаются с правой и левой резьбами, трубы типов 3, 4 — с правой резьбой и по соглашению потребителя с изготовителем — с левой.

Трубы всех типов изготавливаются длиной: 6,8 и 11,5 м при условном диаметре труб 60—102 мм; 11,5 м — при условном диаметре труб 114—168 мм.

В поставляемой партии допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % — длиной 6 м. С согласия потребителя допускается изготовление труб диаметром 114 мм, длиной 6 и 8 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты — расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

Кривизна труб на концевых участках, равных трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы (стрела прогиба) на середине длины трубы не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна конца трубы — частное от деления стрелы прогиба на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы. Длина высадки в расчет не принимается.

Примеры условных обозначений бурильных труб и муфт к ним.

Трубы В-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 1, условный диаметр 114 мм, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба В-114×9-Д ГОСТ 631—75 — то же, повышенной точности.

Муфта В-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 1, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба Н-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 2, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба НП-114×9-Д ГОСТ 631—75 — то же, повышенной точности.

Муфта Н-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 2, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 3, далее то же.

Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 4, далее то же.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов «труба» или «муфта» ставится буква Л.

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не допускаются плены, раковины, закаты, расслоения, трещины и песочины.

Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов только вдоль оси трубы при условии, что глубина этих вырубков не выводит толщины стенки за предельные минусовые отклонения. Заварка, зачеканка или заделка дефектов не допускается.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода ее к телу трубы не должны иметь резких уступов. На внутренней поверхности переходной части высаженных наружу концов бурильных труб типа 4 всех диаметров допускается одно пологое кольцевое незаполнение шириной не более 40 мм, причем наименьшая толщина стенки в этих местах должна быть на 2 мм больше номинальной толщины стенки данного типоразмера труб. На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб типа 2 допускаются следы исправления дефектов и отдельные пологие незаполнения металлом глубиной до 2—3 мм, шириной до 20 мм и протяженностью по окружности до 25—50 мм (меньшие размеры для труб диаметром 60—102 мм, большие — для труб диаметром 114—140 мм).

Размеры профиля резьбы труб типов 1, 2 и муфт к ним (рис. 19.10) приведены ниже.

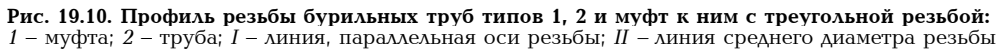


Рис. 19.10. Профиль резьбы бурильных труб типов 1, 2 и муфт к ним с треугольной резьбой: 1 – муфта; 2 – труба; I – линия, параллельная оси резьбы; II – линия среднего диаметра резьбы

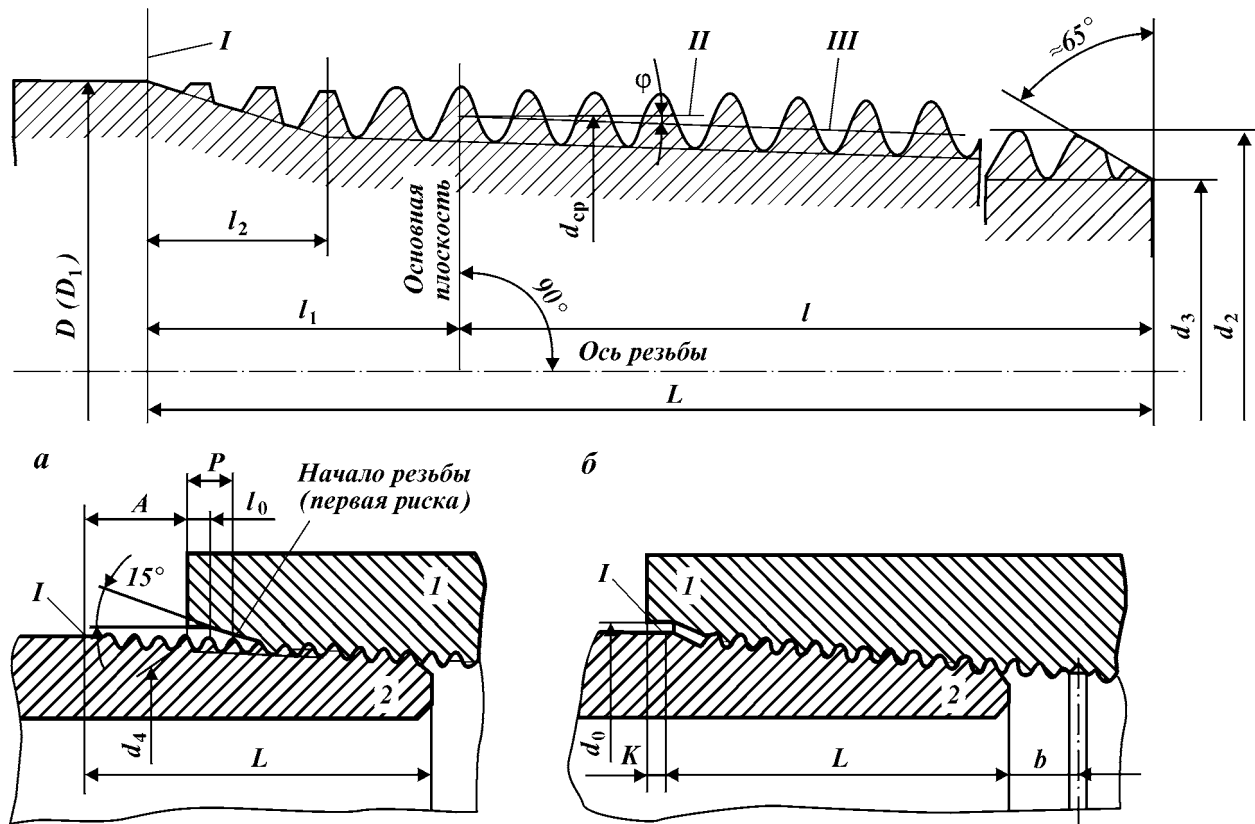


Рис. 19.11. Резбовое соединение бурильных труб типов 1 и 2:

а – соединение, свинченное вручную; *б* – соединение, свинченное на станке; *I* – конец сбега резьбы (последняя риска на трубе); *II* – линия, параллельная оси резьбы трубы; *III* – линия среднего диаметра резьбы. Размер P_1 приведен для труб типа 2

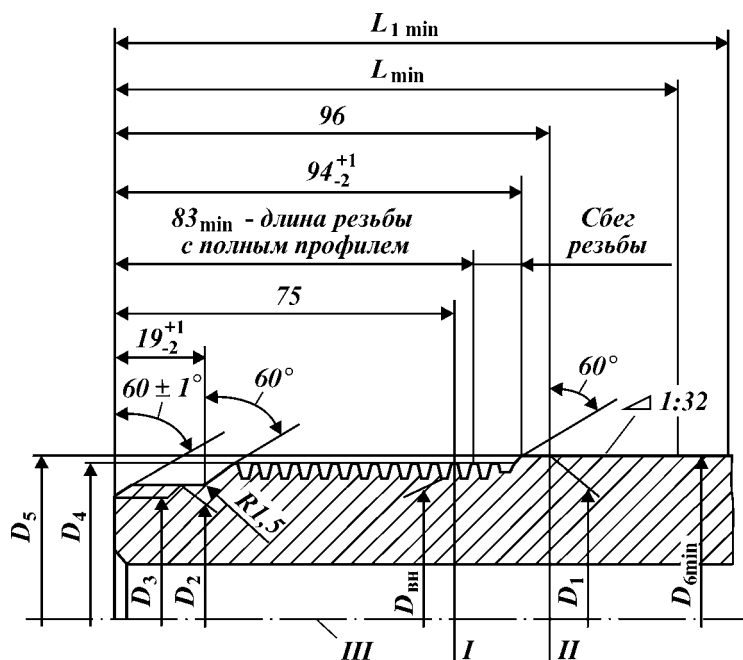


Рис. 19.13. Резьбовое соединение бурильных труб типов 3, 4:

I – основная плоскость; II – расчетная плоскость конического стабилизирующего пояса; III – ось резьбы

а трубы групп прочности выше Л (М, Р) – из легированных сталей (закалка – отпуск).

Трубы и муфты должны изготавливаться из сталей групп прочности, приведенных в табл. 19.5.

Муфты для труб типов 1 и 2 диаметром 114 мм и менее должны изготавливаться из сталей группы прочности с более высокими механическими свойствами. По соглашению изготовителей и потребителя допускается изготовление труб и муфт одной группы прочности.

Трубы диаметром более 114 мм и муфты к ним изготавливаются одной группы прочности.

Таблица 19.5

Механические свойства материала труб и муфт

Показатель	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_{\text{в}}$, МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести $\sigma_{\text{т}}$, МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980
Относительное удлинение δ , %, не менее	16	12	12	12	12	12	12
Относительное сужение после разрыва ψ , %, не менее	12	10	10	10	10	10	10
Ударная вязкость KCV, Дж/м ² , не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость KCV, Дж/м ² , не менее	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	29,4	29,4

Примечания. 1. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем. 2. При переводе плавок из группы прочности К в Д в маркировке и сопроводительном документе должны быть указаны обе группы.

На каждой бурильной трубе на расстоянии 0,4–0,6 м от ее конца наносится маркировка клеймами: номер трубы, группа прочности, толщина стенки, наименование или товарный знак завода-изготовителя, месяц и год выпуска. Клеймо должно быть обведено светлой краской. На каждой муфте должен быть выбит товарный знак завода-изготовителя. Все клейма на каждой трубе и муфте наносятся вдоль образующей. Рядом с клеймами на каждой трубе вдоль образующей наносится маркировка устойчивой светлой краской.

**19.3. ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ
С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ**

Замки для бурильных труб служат для соединения в колонны бурильных труб типов 1–4. Замок состоит из двух деталей — ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки для бурильных труб изготавливаются по ГОСТ 5286–75 пяти типов (табл. 19.6). Замки изготавливаются: правые с правой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой.

Основные размеры и масса замков должны соответствовать указан- ным в табл. 19.7.

Пример условного обозначения замков с нормальным проходным от- верстием и наружным диаметром 108 мм с правой (ЗН-108 ГОСТ 5286–75) и левой (ЗН-108Л ГОСТ 5286–75) резьбой.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4553–71 со сле- дующими механическими свойствами после термообработки.

Временное сопротивление разрыву Q_v , МПа	882
Предел текучести Q_t , МПа	735
Относительное удлинение δ , %	10
Относительное сужение ψ , %	45
Ударная вязкость KCV, кДж/м ²	686
Твердость по Бринеллю НВ	285–341

При необходимости получения более высоких механических свойств (Q_v , Q_t) рекомендуется использовать замки размером свыше 120 мм из ста- ли марок 40ХМ1ФА и 38ХНЗМФА ($Q = 882\div 1078$ МПа).

Таблица 19.6

Типы бурильных замков

Обозначение типов	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высажен- ными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным от- верстием	Для соединения труб с высажен- ными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным от- верстием с конической расточкой	Для соединения труб с высажен- ными внутрь концами с кониче- скими стабилизирующими поя- сками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточ- кой	Для соединения труб с высажен- ными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Таблица 19.7

Основные размеры (в мм) замков

Типоразмер замка	Диаметр труб по ГОСТ 631–75		Замковая резьба	D	L	Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	—	3-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	—	3-76	95	431	16
ЗН-108	89,0	—	3-88	108	455	20
ЗН-113	89,0	—	3-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	—	3-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	—	3-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	—	3-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	—	3-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	—	3-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	—	3-108	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	3-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	—	3-147	178	573	61
ЗШ-203	168,3	—	3-171	203	603	73
ЗУ-86	—	60,3	3-73	86	404	15
ЗУ-108	—	73,0	3-86	108	431	20
ЗУ-120	—	89,0	3-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	3-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	3-133	155	526	39
ЗУ-185	—	139,7	3-161	185	553	53
ЗУК-108	—	ТБНК-73	3-86	108	431	17
ЗШК-113	ТБВК-89	—	3-101	118	454	22
ЗШК-133	ТБВК-102	—	3-108	133	506	32
ЗШК-178	ТБВК-140	—	3-147	178	573	61
ЗУК-120	—	ТБНК-89	3-102	120	468	20
ЗУК-146	ТБВК-114	ТБНК-102	3-122	146	506	36
ЗУК-155	ТБВК-127	ТБНК-114	3-133	155	536	38

Примечания. 1. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется. 2. Обозначение замковой резьбы состоит из буквы З и целого значения большего диаметра основания конуса ниппеля.

На наружной и внутренней поверхностях замка не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Поверхности упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты должны быть гладкими, без заусенцев, забоин и других дефектов. Маркировка на этих поверхностях не допускается. Отклонения от перпендикулярности упорных торцов ниппеля и муфты к оси замковой резьбы не должны быть более 0,10 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих поверхностей — не более 0,07 мм.

Отклонения от перпендикулярности торцов к оси резьбы профиля ТТ не должны быть более 0,06 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих торцов — 0,06 мм.

Замковая резьба, резьба профиля ТТ и трубная резьба треугольного профиля должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, прочность и герметичность резьбы.

Несоосность осей замковой и трубной резьбы должна быть не более 0,06 мм в плоскости торца и 1,75 мм на длине 1 м. Несоосность осей конической выточки замковой резьбы и цилиндрической выточки трубной треугольной резьбы не должна быть более 0,6 мм. Несоосность осей резьбы профиля ТТ и конической расточки концов замка ЗШК, ЗУК, предназначенных для соединения с трубами, не должна быть более 0,04 мм.

На ниппелях и муфтах протачивается поясок для маркировки, а на левых замках — второй опознавательный поясок. Правые и левые ниппели и муфты замков ЗУ-120, ЗУ-155, ЗУК-120 и ЗУК-155 должны иметь опознавательную лунку. Замок ЗУК-155 заменен на ЗУК-162 (по ТУ 26-02-1026—86).

На ниппеле и муфте каждого замка на поясах для маркировки должна быть нанесена маркировка: товарный знак завода-изготовителя, типоразмер замка, дата выпуска (месяц, год), ГОСТ 5286—75.

Резьба замков, поверхности конических расточек и упорные уступы (торцы) для предохранения от коррозии покрываются смазкой по ГОСТ 9.014—78. Резьба и упорные торцы при транспортировке должны быть предохранены от повреждений.

Каждая партия замков, а также ниппелей и муфт сопровождается документом, удостоверяющим их соответствие ГОСТ 5286—75.

Для повышения износостойкости и прочности применяются высокопрочные замки ЗШК-178 с пределом текучести 980 МПа, с резьбой повышенной износостойкости МК148×7,257×1:6-ЗШК-178М (ТУ 26-02-989—84).

19.4. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ

Трубы бурильные с приваренными замками выпускаются по ТУ 14-3-1293—84 и по ТУ 14-3-1187—83. Условное обозначение труб по ТУ 14-3-1293—84: ПК114×8,56; ПК127×9×9,19.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ 14-3-1293—84 должны соответствовать указанным на рис. 19.14 и в табл. 19.8.

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки. На поверхности труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин.

Механические свойства труб после высадки и термообработки должны соответствовать указанным в табл. 19.9.

Размеры труб по ТУ 14-3-1187—83 приведены на рис. 19.15 и в табл. 19.10.

Механические свойства труб должны соответствовать группе прочности Д. Наружная и внутренняя поверхности высаженной части труб и места перехода от высаженной части к гладкой части труб не должны иметь резких уступов и складок; переход от высаженной части к гладкой должен быть плавным по всей длине. На внутренней поверхности высаженной части труб (до приварки замков) на длине 40 мм от торца незаполнения металлом не допускаются; на длине более 40 мм допускается одно пологое незаполнение металлом шириной не более 40 мм.

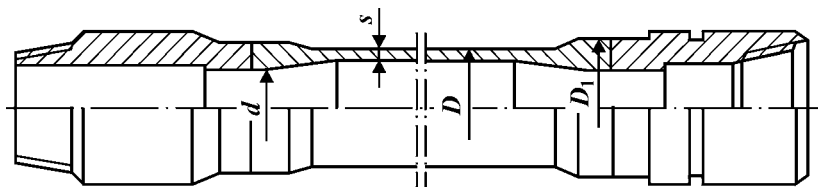


Рис. 19.14. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1293—84

Таблица 19.8

Размеры (в мм) труб с приваренными замками

Условный наружный диаметр тру- бы	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Диаметр высадки		Теоретическая масса, кг	
			наруж- ный D_1	внутрен- ный d	1 м глад- кой тру- бы	увеличение массы трубы за счет вы- садки обоих концов
73	73,0	9,19	81,0	50,8	14,48	2,8
89	88,9	9,35	98,4	65,1	18,34	4,63
102	101,6	8,38	106,4	68,3	19,26	4,0
114	114,3	8,56	119,1	76,2	22,31	3,95
114	114,3	10,92	119,1	69,8	27,84	7,99
127	127,0	9,19	130,2	88,9	26,71	7,63
127	127,0	12,70	130,2	76,2	35,79	6,99

Таблица 19.9

Механические свойства металлов труб

Группа проч- ности	Временные сопротивления разрыву, МПа	Предел текуче- сти, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Ударная вяз- кость, кДж/м ² , не менее	Отосительное сужение после разрыва, %, не менее
Д	655	379	16	690	50
Е	689	516	14	690	50
Л	723	655	14	690	50
М	792	723	12	690	45
Р	999	930	12	690	45

Наружная поверхность высаженных концов труб перед приваркой должна подвергаться обработке с целью удаления облоя; торцы труб должны быть механически обработаны.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекося осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Зону сварного соединения после удаления наружного и внутреннего грата необходимо подвергать термообработке.

Грат при сварке должен быть полностью удален с наружной и внутренней поверхности.

Требования к прямолинейности труб, проверке химического анализа и механических свойств стали, к испытанию на растяжение и сплющивание приведены в ГОСТ 631 – 75.

Временное сопротивление разрыву сварного соединения и твердость в

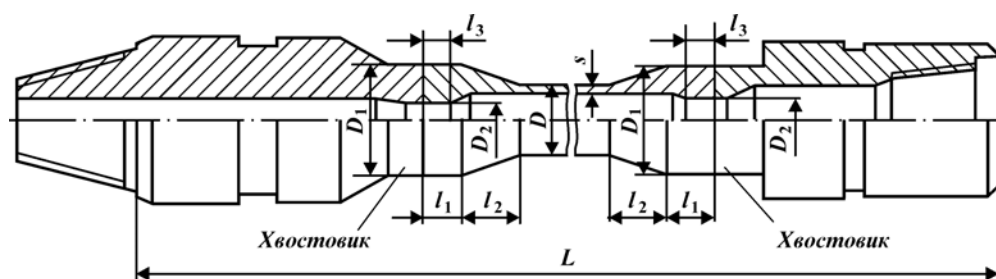


Рис. 19.15. Труба буровая с приваренными замками по ТУ 14-3-1187–83

Таблица 19.10

Размеры (в мм) труб с комбинированной высадкой

Условный наружный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки s	Высаженная часть трубы				
			наружный диаметр D_1	внутренний диаметр D_2	длина цилиндрической части l_1	длина переходной части l_2	длина цилиндрической части l_3
114 127 Предельное отклонение	114,3 127 $\pm 1,0$ %	9 9 $- 12,5$ %	123 135 ± 1	92 104 ± 1	30 30 —	25 25 —	30 30 —

Продолжение табл. 19.10

Условный наружный диаметр	Длина готовой трубы после приварки замков L	Расчетная масса, кг		
		1 м гладкой трубы	увеличение массы трубы вследствие высадки концов	комплекта замков
114 127 Предельное отклонение	12 700 12 700 — 900	23,3 26,2 —	6,8 7,0 —	51,5 62,5 —

Примечания. 1. Допускается увеличение наружного диаметра гладкой части трубы до 1 мм за высаженной частью на длине 125 мм. 2. Допускается поставка труб длиной 8700—700 мм в количестве не более 20 % от заказа.

зонах сварного шва и термического влияния должны быть проверены на одной трубе из партии.

Результатом испытания считается среднеарифметическое значений, полученных при испытании трех образцов от каждого типа. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10 % ниже нормативного требования.

Замки (ниппели и муфты) для приварки к трубам по ТУ 14-3-1293—84 изготавливаются по ТУ 39-10-082—84, а к трубам по ТУ 14-3—1187—83 — согласно ТУ 26-02-964—83.

Для труб групп прочности А и Е допускается изготовление замков из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75. Замки к трубам по ТУ 14-3-1187—83 выпускаются по ТУ 26-02-964—83.

Требования к замковой резьбе, допускаемым отклонениям элементов, чистоте поверхности, методам контроля должны соответствовать ГОСТ 5286—75. Правила приемки и методы испытаний замков также должны соответствовать требованиям ГОСТ 5286—75.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75.

На наружной цилиндрической поверхности ниппеля и муфт допускаются местные черновины от окалины, на внутренней поверхности черновины допускаются местные увеличения диаметра до 3 мм и не более 1 мм на участке резьбы. Разностенность ниппеля в плоскости торца малого основания конуса замковой резьбы не должна превышать 1,5 мм для замков ЗП-114 и 2,0 мм для замков ЗП-127.

Несоосность наружной и внутренней поверхностей хвостовика муфты или ниппеля относительно наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должна превышать 0,4 мм в плоскости торца.

На торцах хвостовиков окалина не допускается. Средний ресурс до списания 500 циклов свинчивания-развинчивания. Каждая партия замков поставляется комплектно, резьба замковая покрывается антикоррозионной смазкой (например, К-17, по ГОСТ 10877–76).

Партия замков сопровождается сертификатом, удостоверяющим соответствие качества замков требованиям технических условий. Замковые детали подвергаются проверке механических свойств — на растяжение и ударную вязкость. Испытание на растяжение производится по ГОСТ 10006–80, а испытание на ударную вязкость — по ГОСТ 9454–78.

Эксплуатация замков должна вестись согласно инструкции по эксплуатации. В процессе эксплуатации допускается до трех ремонтов замковой резьбы.

19.5. ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) применяются в структурном, разведочном и эксплуатационном бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

Выпускают ЛБТ сборной конструкции (рис. 19.16, а) гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также для компоновки низа бурильной колонны с увеличенной толщиной стенки. ЛБТ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением изготавливаются в соответствии с ГОСТ 23786–79.

ТБ — с внутренними утолщениями (рис. 19.16, б);

ТБП — с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис. 19.17).

Размеры ЛБТ с внутренними концевыми утолщениями, поставляемых без резьбы, приведены в табл. 19.11.

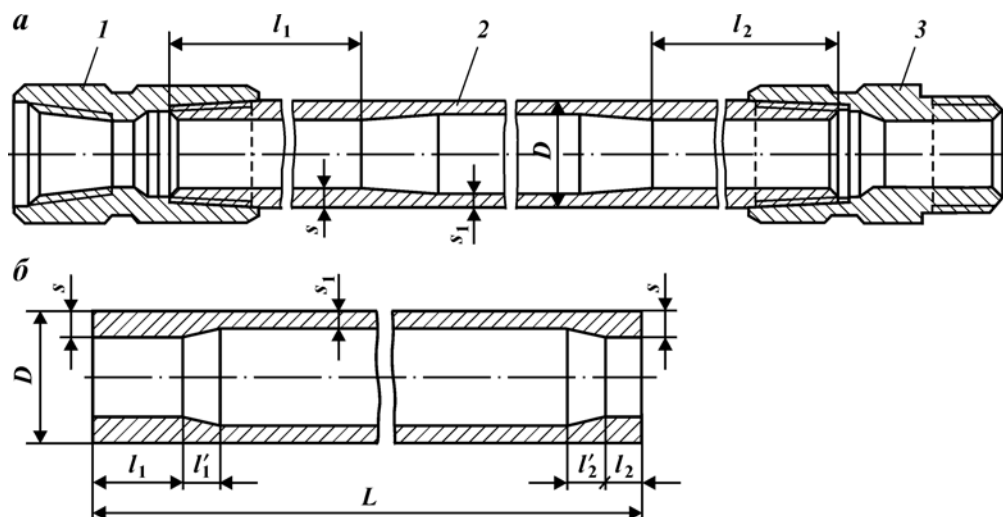


Рис. 19.16. Труба легкосплавная:

а — сборной конструкции; б — с внутренними утолщениями; 1 — муфта; 2 — труба; 3 — ниппель

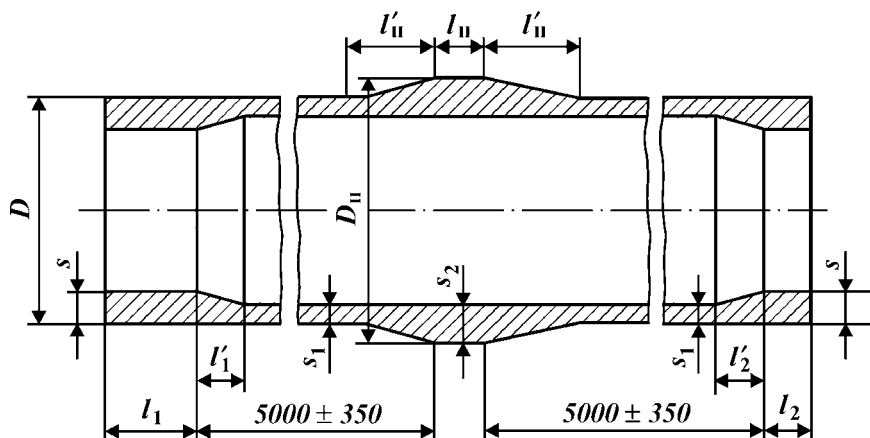


Рис. 19.17. Труба с внутренними и наружными протекторными утолщениями

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями, выпускаемых с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками, приведены в табл. 19.12, а труб с протекторным утолщением — в табл. 19.13.

По согласованию с потребителем допускается изготовление труб без резьбы и замков. Номинальная длина труб без протекторного утолщения в зависимости от диаметра приведена ниже.

ЛБТ с протекторным утолщением поставляются длиной 12 м всех диаметров. Отклонения по длине +150 мм, −200 мм. Допускается 5 % труб в партии с предельным отклонением по длине +300 мм, −350 мм.

Диаметр, мм.....	54	64	64—110	>110
Длина, м.....	4,5	5,3	9,0	12,0

ЛБТ изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 с химическим составом по ГОСТ 4748—74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Д16Т) (табл. 19.14). Механические свойства труб нормальной прочности при растяжении должны соответствовать следующим требованиям.

Таблица 19.11

Размеры (в мм) труб без резьбы с внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр D		Толщина стенки конце- вого утолщения		Толщина стенки основного сече- ния $s_1 \pm 0,1s_1$	Длина концевого утол- щения		
номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ная	предельное отклонение		$l_1^{+200}_{-50}$	$l_2^{+100}_{-50}$	
54	$\pm 0,6$	13	+ 13	7,5	150	150	
64 73 90	+ 1,5 − 0,5		16	+ 1,5 − 1,0	8,0	200	200
				+ 2,0	9,0		
103 108	+ 1,5 − 1,0	15 25	− 1,0 + 2,5 − 1,5			250 1000	250

Таблица 19.12

Размеры (в мм) труб с навинченными замками и внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр $D_{-1,0}^{+2,0}$	Толщина стенки концевого утолщения s		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0, 1s_1$	Длина концевого утолщения	
	номинальная	предельное отклонение		$l_1^{+200}_{-50}$	$l_2^{+100}_{-50}$
114	15	$+2,0$ $-1,0$	$\frac{10}{9}$	1300	250
129	17	$+2,5$ $-1,5$	11	1300	250
147	15	$+2,0$ $-1,0$	9		
	$\frac{17}{20}$	$+2,5$ $-1,5$	$\frac{11}{13}$		
	$\frac{22}{24}$	$+2,8$ $-1,7$	$\frac{15}{17}$		

Наружный диаметр, мм.....	54—120	>120
Временное сопротивление σ_B , МПа, не менее.....	392	421
Предел текучести σ_T , МПа, не менее.....	255	274
Относительное удлинение δ , %, не менее.....	12	10

Кривизна на средней трети длины трубы не должна превышать 1,5 мм на 1 м, а на остальных участках, исключая протекторное утолщение и места переходов от основного сечения трубы к утолщениям — 1,3 мм.

На наружной и внутренней поверхностях труб не допускаются раковины, трещины, расслоения, неметаллические включения, пятна коррозионного происхождения. Не допускаются плены, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запрессовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки. Допускаются цвета побежалости, темные и белые пятна и следы технологической смазки.

На наружной поверхности протекторного утолщения и в местах переходов к нему не допускаются продольные расслоения глубиной до 2 мм, определяемые контрольной зачисткой. В месте перехода от утолщения к основному сечению трубы допускается один кольцевой пережим при условии соответствия толщины стенки и внутреннего диаметра. При этом пе-

Таблица 19.13

Размеры (в мм) труб с протекторным утолщением

Наружный диаметр $D_{-1,0}^{+2,0}$	Диаметр протекторного утолщения $D_{п-2,8}^{+3,0}$	Толщина стенки			Длина утолщения		Длина протекторного утолщения $l_{п}^{\pm 5,0}$
		концевого утолщения $s_{-1,0}^{+2,5}$	основного сечения $s_1 + 0, 1s_1$	протекторного утолщения $s_{-0,2}^{+0,15}$	$l_1^{+200}_{-50}$	$l_2^{+100}_{-50}$	
129 147 170 170	150 172 197 197	17	11	21,5 23,5 24,5 26,5	1300	250	300
			13				

Таблица 19.14

Характеристика труб из сплава Д16Т

[illegible]

режим не должен выводить наружный диаметр за предельные отклонения: +1,0 мм и –2,0 мм для труб диаметрами 54 и 64 мм; +2,5 и –5,0 мм для труб остальных диаметров.

Допускаются отслоения глубиной: от наружной поверхности не более 1,5 мм и от внутренней – не более 3,0 мм.

Длина переходных зон от концевой утолщения к основному сечению трубы должна быть не более 300 мм, а от протекторного утолщения до основного сечения трубы – не более 1800 мм.

Овальность и разностенность труб должны быть в пределах допусков по наружному диаметру и толщине стенки.

Несоосность протекторного утолщения с осью трубы предусматривается не более 7 мм.

Технические требования к замкам ЛБТ должны соответствовать ГОСТ 5286–75, а требования к трубной резьбе треугольного профиля – ГОСТ 631–75 (для труб 147 мм используется резьба 146-мм труб по ГОСТ 632–80).

Условное обозначение трубы из алюминиевого сплава марки Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т), нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм – труба Д16Т147×11 ГОСТ 23786–79. То же, с протекторным утолщением – труба ПД16Т147×11 ГОСТ 23786–79.

С целью улучшения механических свойств труб используется сплав 01953Т1 с пределом текучести 490 МПа, а для работы в условиях повышенных температур – АК4Т1.

19.6. УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ СБАЛАНСИРОВАННЫЕ ТРУБЫ УБТС-2

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются по ТУ 51-774–77 из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 0,8–1,2 м. Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147, ТУ 51-774–77 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой 3-147). Длина труб 6,0 м.

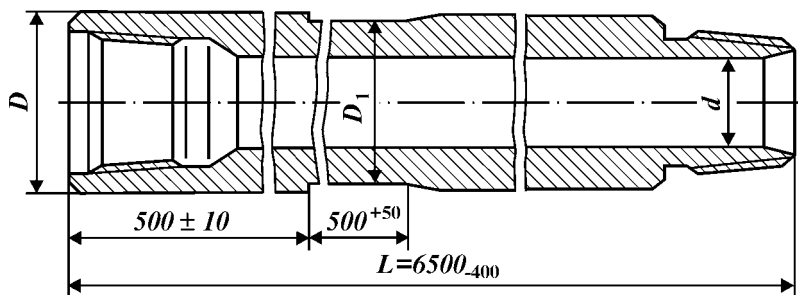


Рис. 19.18. Утяжеленная труба УБТС-2

Таблица 19.15

Размеры (в мм) сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр $D \pm 1$	Резьба	Внутренний диаметр $d \pm 1,5$	Диаметр проточки под электрод D_1	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС2-120	120	3-101	64	102	63,5
УБТС2-133	133	3-10864	64	115	84,0
УБТС2-146	146	3-121	68	136	103,0
УБТС2-178	178	3-147	80	168	156,0
УБТС2-203	203	3-161	80	190	214,6
УБТС2-229	229	3-171	90	195	273,4
УБТС2-254	254	3-201	100	220	336,1
УБТС2-273	273	3-201	100	220	397,9
УБТС2-299	299	3-201	100	245	489,5

Утяжеленные бурильные трубы УБТС-2 (рис. 19.18 и табл. 19.15) изготовляют диаметрами 178, 203 и 229 мм.

Соединения ниппельного и муфтового концов труб выполняются с правой замковой резьбой, по ГОСТ 5286–75, а для диаметров 254, 273 и 299 мм — с резьбой 3-201, по ГОСТ 20692–75.

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачиваются резьбовые разгружающие канавки ЗРК. Применяются обкатка роликами и другие упрочняющие методы обработки.

Кривизна канала трубы относительно ее теоретической оси в середине трубы не должна превышать следующих значений: 4,5 мм для труб диаметром 120 и 133 мм; 3,0 мм — 146 и 178 мм; 2,0 мм для труб остальных диаметров.

По типу конструкции труб ВК типа 3 (ГОСТ 631–75) разработаны конструкции труб ЛБТВК диаметрами 103, 114, 129, 140 и 147 мм. В соединении использована трубная трапецеидальная резьба профиля ТТ (ГОСТ 631–75), соответствующая диаметрам стальных бурильных труб с коническими стабилизирующими поясками; для труб ЛБТВК-147 применена резьба ТТ138×5,08×1:32.

Предел выносливости труб с резьбой треугольного профиля труб ЛБТВК-147 составляет соответственно 29–32 и 53 Н/мм². Высокопрочные замки ЗЛК-178В ($\sigma_T = 980$ МПа) и замки ЗЛК-178 изготовляют по ТУ 26-02-1001–85.

Кроме труб с навинченными замками изготовляют также трубы беззамковой конструкции, концы которых имеют значительное наружное утолщение, на которых нарезается замковая резьба. Прочность этих труб выше прочности труб сборной конструкции (табл. 19.16).

Таблица 19.16

Характеристика беззамковых труб

Диаметр трубы, мм	Масса 1 м трубы, кг	Растягивающая нагрузка, кН		Внутреннее давление, МПа		Крутящий момент, кН·м	
		допускаемая	предельная	допускаемое	предельное	допускаемый	предельный
146	16,5	1400	1680	29,5	44,5	25	30
127	11,4	1150	1400	35	52,0	20	25
108	13,1	830	1000	40	59,5	10	13
90	6,7	600	700	52	77,0	5	6

Стальные замки навинчивают на ЛБТ на специальном стенде с приложением определенного крутящего момента. Резьбу бурильных труб и замков тщательно очищают, промывают и обезжиривают. На резьбу бурильных труб наносят соответствующую смазку на основе эпоксидной смолы с наполнителями и вручную навинчивают замковые детали, подобранные по натягам (сумма натягов резьбы замка и трубы должна составлять 22—25 мм). Наибольший крутящий момент на шпинделе стенда 25 кН·м. Применяется также навинчивание замков в нагретом состоянии. Замок предварительно нагревают до 380—400 °С; навинчивание на трубу осуществляют при одновременном охлаждении внутренней поверхности.

Допускается холодная правка труб (без подогрева) диаметром 120, 133 и 146 мм до нарезания резьбы.

Разностенность тела трубы не должна превышать 5,0 мм для труб диаметрами 120, 133 и 146 мм; 3,5 мм для труб остальных диаметров.

Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм.

Утяжеленные бурильные трубы должны изготавливаться из стали марки 38ХНЗМФА, по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими свойствами после термообработки.

Предел текучести σ_t , МПа, не менее	735
Относительное удлинение δ , %, не менее	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м ² , не менее	588
Твердость НВ	285—341

Допускается изготовление труб из других легированных сталей, например 40ХН2МА, с механическими свойствами после термообработки.

Предел текучести σ_t , МПа, не менее	637
Относительное удлинение δ , %, не менее	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м ² , не менее	490
Твердость НВ	255

На наружной и внутренней поверхностях труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин. Заварка и заделка дефектных мест не допускаются. Обнаруженные дефектные места на наружной поверхности могут быть вырублены, при этом глубина вырубки не должна превышать 5 % номинальной толщины стенки, а протяженность вырубленных мест — 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном. Число вырубленных мест должно быть не более двух в разных сечениях, вырубка должна быть тщательно зачищена и иметь пологие края.

На участке менее 400 мм от конца трубы вырубка не допускается.

По наружному диаметру труб допускаются проточки отдельных мест, требуемые технологией механической обработки труб, на глубину не более 1 мм и общей протяженностью не свыше 400 мм. Проточки должны заканчиваться плавными, без подрезов, переходами.

С целью предохранения от коррозии наружные поверхности каждой трубы быть окрашены.

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений. Не допускается наносить на них какие бы то ни было знаки маркировки.

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев и других дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. Резьба должна быть фосфатирована.

На каждой трубе на расстоянии 0,4 м от ее ниппельного конца должна быть нанесена маркировка: товарный знак или наименование предприятия-

изготовителя, условное обозначение трубы, порядковый номер трубы, марка стали, порядковый номер плавки, длина трубы, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. Маркировка должна быть произведена четко клеймами. Все клейма должны быть выбиты вдоль образующей трубы и обведены светлой краской.

При транспортировании наружная и внутренняя резьба труб и упорные поверхности должны быть надежно защищены предохранительными пробками и кольцами.

При навинчивании пробок и колец резьба и упорные поверхности должны быть смазаны антикоррозионной смазкой.

Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие их качества требованиям технических условий, в котором указываются: дата выпуска, номера плавки, порядковые номера труб (от — до для каждой плавки), наружный и внутренний диаметры, обозначения резьбы, длина труб, содержание серы и фосфора для труб каждой плавки, результаты механических испытаний металла труб.

При погрузке на автомобили трубы следует укладывать на брусья и привязывать к ним цепью с двух сторон.

Перед разгрузкой труб необходимо убедиться, что предохранительные пробки находятся на месте и затянуты.

Трубы должны храниться на стеллажах уложенными в один ряд, причем расстояние от поверхности земли должно быть не менее 0,5 м, с тем чтобы уберечь их от влаги и грязи.

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ГОРЯЧЕКАТАНЫЕ

Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные диаметрами 146, 278, 203, 219 и 245 мм поставляются по ТУ 14-3-385—79, а трубы (заготовки для УБТ) диаметрами 73, 89 и 108 мм по ТУ 14-3-839—79. Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкими по всей длине: 146×74×8000, 178×90×12 000, 203×100×12 000, 219×112×8000 и 245×135×7000 мм. Допускается поставка труб диаметром 146 мм, длиной 6 м и диаметром 203 мм, длиной 8 м до 30 % объема заказа, а диаметром 178 мм, длиной 8 м — до 10 %.

Размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. 19.17.

Таблица 19.17

Диаметр трубы, мм	Резьба	Отклонение по длине, м	Отклонение по кривизне, мм на 1 м длины	Минимальная толщина стен- ки по резьбе ниппеля, мм	Масса 1 м труб, кг	Примечание
146±4	3-121	±1	2	4	97,6	—
178±3	3-147	±1	2	7	145,4	—
203 ⁺³ ₋₂	3-171	±1	2	7	193,0	—
219 ⁺³ ₋₂	Без резьбы	По ГОСТ 8732—78	3	—	225,1	Рекомен- дуется резьба 3-171
245±3	То же	По ГОСТ 8732—78	3	—	267,4	Рекомен- дуется резьба 3-201

Механические свойства материала труб

Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, кДж/м ²
Д	637	373	16	40	392
К	686	441	12	40	392

Допуск по толщине стенки для труб диаметрами 146, 178, 203 составляет — 12,5 %. Внутренний диаметр (канал) трубы $d_{\text{кан}}$ контролируется шаблоном. Разностенность труб диаметрами 219 и 245 мм в одном сечении не должна превышать 10 мм.

На поверхности труб не должно быть дефектов в виде плен, трещин, закатов, расслоений. Допускаются дефекты, обусловленные условиями производства, глубина залегания которых не должна превышать 12,5 % толщины стенки. На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается заправка дефектных мест.

Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются из сталей групп прочности Д и К.

Механические свойства металла труб после нормализации должны соответствовать данным, приведенным в табл. 19.18.

Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в несложных геологических условиях.

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ЗАМКАМИ УБТСЗ

В некоторых случаях при бурении скважин с целью повышения износостойкости резьбы и прочности резьбового соединения, облегчения процесса ремонта применяют утяжеленные бурильные трубы с замками с коническими стабилизирующими поясками (рис. 19.19). Замок УБТСЗ изготавливается высокопрочным с механическими свойствами, по ГОСТ 5286–75, из стали марок 40ХН, 40ХН12МА. Изношенный замок может быть легко

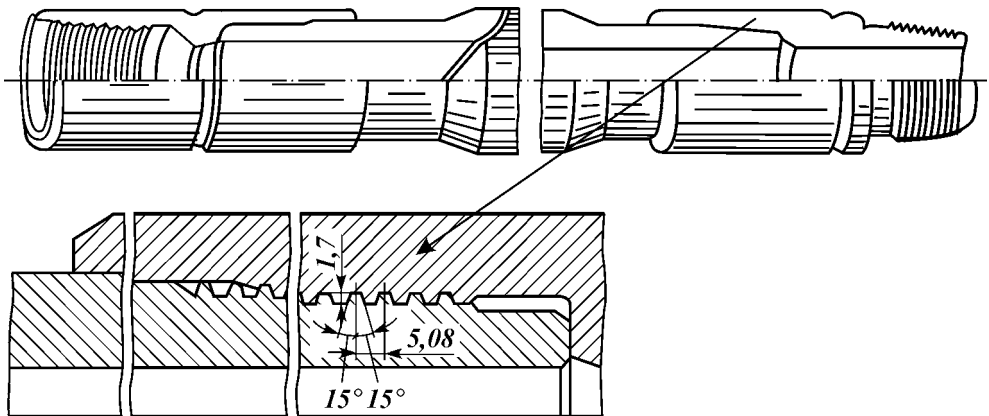


Рис. 19.19. Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ

Таблица 19.19

Тип резьбы	Конус- ность $2tg \varphi$	Элементы профиля замковой резьбы						
		Теоретиче- ская высота остроугольно- го профиля H	Высота профиля h_1	Рабочая высота профиля h	Высота среза вершин l	Ширина среза вершин b	Радиус закругле- ния вер- шин r	Зазор по верши- нам z
МК	1:4	0,8615	0,5001	0,4278	0,2169	0,2507	0,1445	0,0724
	1:6	0,8640	0,5016	0,4290	0,2173	0,2514	0,1449	0,0725
	1:8	0,8649	0,5021	0,4294	0,2177	0,2517	0,1451	0,0726
СК-90	1:4	0,4922	0,3431	0,2990	0,0966	0,1933	0,1266	0,0442
	1:6	0,4965	0,3641	0,3016	0,0975	0,1950	0,1277	0,0446
	1:8	0,4980	0,3472	0,3025	0,0978	0,1956	0,1281	0,0447

Примечание. Приведенные значения необходимо умножить на шаг резьбы P (при расчете истинных значений профиля).

заменен непосредственно на буровой с использованием установки, размещенной на автомобиле (трубы с замком собирают горячим способом).

ВНИИБТ разработаны конструкции УБТСЗ диаметрами 146, 178, 203 и 229 мм. Трубы соединяются с замком при помощи трапецидальной резьбы профиля ТТ. Отношение большего диаметра посадки к длине стабилизирующего пояса принято 1,1–1,5, а диаметра охватывающей детали (замка) к охватываемой детали (трубе) – 1,2.

Для повышения износостойкости и прочности резьбовых соединений и экономии легированных сталей применяют УБТ с приваренными высокопрочными концами. Приварка может быть выполнена дуговым методом под слоем флюса или контактной электросваркой. Резьбовые концы длиной 500–1500 мм изготавливают из легированной стали с механическими свойствами, по ГОСТ 5286–75, т.е. 3-102 вместо 3-101 и 3-122 вместо 3-121. При использовании такого профиля на 20–30 % повышаются износостойкость и прочность резьбовых соединений.

Для повышения динамической прочности и износостойкости при бурении в особо тяжелых условиях рекомендуется применять профили резьб МК и СК-90 с увеличенным шагом 7 и 8 мм, основные размеры которых приведены в табл. 19.19. Так, износостойкость резьбы МК-90 с крупным шагом 8 мм повышается на 60–65 %, а предел выносливости – на 25 %.

Резьбу СК-90 с углом профиля 90° рекомендуется применять в нижней части колонны при роторном способе бурения.

19.7. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т.д. Для бурильных колонн изготавливают переводники следующих типов: П – переходные, М – муфтовые, Н – ниппельные.

В зависимости от соотношений диаметров замковых резьб на концах переводники каждого типа могут быть различной конфигурации: цилиндрической, ступенчатой.

Переводники каждого типа и исполнения изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Размеры резьбы и требования к ее качеству должны соответствовать ГОСТ 5286–75 для бурильных замков.

Переводники переходные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть буровой колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	<i>L</i>	<i>D</i>	верхняя	нижняя
П-76/88	3-76	3-88	395	113	ЗН-95	УБТ-108
П-86/66	3-86	3-66	356	108	ЗШ-108	Ловильный инструмент ЗУ-86
П-86/73	3-86	3-73	356	108		Турбобур-104
П-86/76	3-86	3-76	369	108	УБТ-108	Ловильный инструмент УБТ-108
П-86/88	3-86	3-88	395	113	ЗШ-108	Турбобур-127
П-88/88	3-88	3-88	395	113	ЗН-108	УБТ-146
П-88/101	3-88	3-101	420	118	УБТ-108	Ловильный инструмент УБТ-108
П-88/121	3-88	3-121	500	146	ЗН-113	Турбобур-127
П-101/88	3-101	3-88	420	118	ЗШ-118	УБТ-146
П-101/117	3-101	3-117	500	140		Ловильный инструмент УБТ-146
П-101/121	3-101	3-121	497	146		Ловильный инструмент ЗУ-120
П-102/88	3-102	3-88	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент ЗУ-120
П-102/101	3-102	3-101	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент УБТ-146
П-102/121	3-102	3-121	496	146		Ловильный инструмент ЗШ-118
П-108/88	3-108	3-88	451	133	ЗШ-133	Ловильный инструмент УБТ-146
П-108/101	3-108	3-101	459	133		Ловильный инструмент ЗШ-118
П-108/102	3-108	3-102	465	133		Ловильный инструмент УБТ-146
П-108/121	3-108	3-121	490	146	Турбобур-127; 195	Долото-190; 215
П-117/121	3-117	3-121	457	146		УБТ-178
П-117/147	3-117	3-147	523	178	ЗН-140	ЗШ-108, ЗУ-108
П-121/86	3-121	3-86	489	146	ЗШ-146	ЗШ-118
П-121/101	3-121	3-101	490	146		ЗУ-120
П-121/102	3-121	3-102	496	146		ЗШ-133
П-121/108	3-121	3-108	502	146		ЗШ-146
П-121/121	3-121	3-121	457	146	Ведущая буровая труба	ЗУ-146
П-121/122	3-121	3-122	469	146	УБТ-146	ЗУ-155
П-121/133	3-121	3-133	484	155		УБТ-178
П-121/147	3-121	3-147	524	178		УБТ-203
П-121/161	3-121	3-161	537	203		ЗШ-118
П-122/101	3-122	3-101	490	146	ЗУ-146	ЗУ-120
П-122/102	3-122	3-102	496	146		Ловильный инструмент УБТ-146
П-122/117	3-122	3-117	463	146		Ловильный инструмент УБТ-146
П-122/121	3-122	3-121	457	146		Ловильный инструмент УБТ-178
П-122/133	3-122	3-133	484	155		Ловильный инструмент ЗШ-133
П-122/147	3-122	3-147	524	178		Ловильный инструмент ЗШ-146
П-133/108	3-133	3-108	506	155	ЗУ-155	Ловильный инструмент УБТ-178
П-133/117	3-133	3-117	497	155		Ловильный инструмент ЗШ-146
П-133/121	3-133	3-121	482	155		Ловильный инструмент УБТ-178
П-133/140	3-133	3-140	510	172		Ловильный инструмент ЗШ-146
П-133/147	3-133	3-147	520	178	ЗШ-178	ЗУ-155
П-147/121	3-147	3-121	516	178		Ловильный инструмент ЗШ-178
П-147/133	3-147	3-133	524	178		Ловильный инструмент ЗШ-178
П-147/140	3-147	3-140	510	178		Ловильный инструмент ЗШ-178
П-147/147	3-147	3-147	517	178	Ведущая буровая труба	Ловильный инструмент ЗШ-178
П-147/152	3-147	3-152	517	197	ЗШ-178	Ловильный инструмент УБТ-203
П-147/161	3-147	3-161	517	185	ЗШ-178	

Продолжение табл. 19.20

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	<i>L</i>	<i>D</i>	верхняя	нижняя
П-147/171 П-152/121	3-147 3-152	3-171 3-121	521 526	203 197	УБТ-178 Турбобур-172; 195	УБТ-229 Долото-245
П-161/147 П-161/171	3-161 3-161	3-147 3-171	517 538	185 229	УБТ-203 УБТ-203	Турбобур-215 УБТ-229
П-171/147 П-171/171	3-171 3-171	3-147 3-171	538 517	203 203	ЗШ-203 УБТ-229	ЗШ-178 Электробур-290
П-171/177 П-171/201	3-171 3-171	3-177 3-201	523 518	229 254		Долото-445 УБТ-254

Примечание. Цифры, стоящие после названия элементов бурильной колонны (УБТ, долото, турбобур), указывают значение их наружного диаметра в мм.

Переводники для бурильных колонн изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360–82Е. Указанный стандарт предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения (табл. 19.20, 19.21 и рис. 19.20).

В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а переводников с резьбами левого направления нарезки — буква Л.

Пример условного обозначения переводника типа М с резьбами 3-147/171; М-147/171 ГОСТ 7360–82Е. То же, типа П: П-147/171 ГОСТ 7360–82Е. То же, с резьбами левого направления нарезки: П-147/171-Л ГОСТ 7360–82Е.

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН и по ГОСТ 4543–71 или из других никельсодержащих марок сталей со следующими механическими свойствами после термообработки.

Временное сопротивление Q_b , МПа, не менее.....	882
Предел текучести Q_t , МПа, не менее.....	735
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее.....	10
Относительное сужение φ , %, не менее.....	45
Ударная вязкость КСЧ, кДж/м ² , не менее.....	686
Твердость НВ.....	285–341

Таблица 19.21

Переводники муфтовые и ниппельные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Верхний конец	Нижний конец	<i>L</i>	<i>D</i>	верхняя	нижняя
М-86/88 М-108/88 М-121/88 М-121/117 М-147/152 М-171/152 Н-147/152 Н-147/171 Н-171/201	3-86 3-108 3-121 3-121 3-147 3-171 3-147 3-147 3-171	3-88 3-88 3-88 3-117 3-152 3-152 3-152 3-171 3-201	325 366 398 356 391 400 550 707 671	113 133 146 146 197 229 197 203 254	УБТ-108 УБТ-133 УБТ-146 УБТ-146 УБТ-178 УБТ-229 ЗШ-178 Турбобур-290	Долото-132–187 Долото-190 Долото-245–295 Долото-245–295 Ловильный инструмент Долото-490

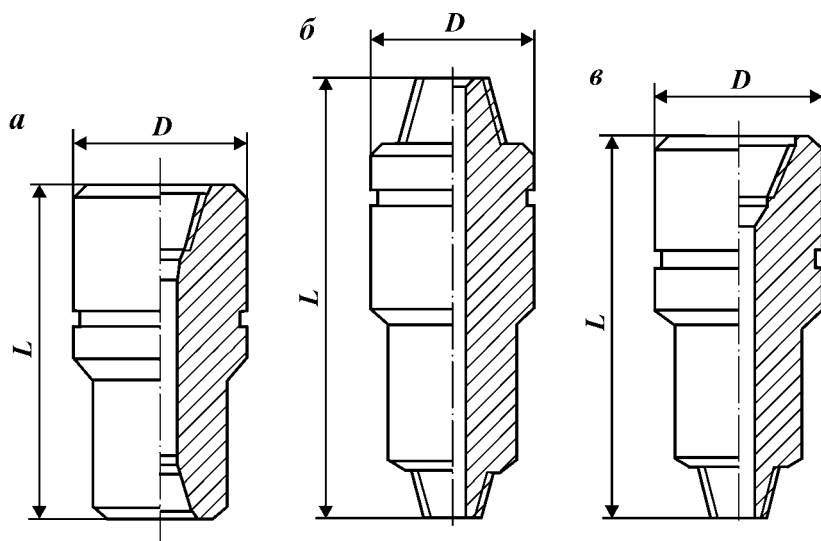


Рис. 19.20. Переводники для бурильных колонн ступенчатой конфигурации:
a – муфтовый; *б* – nippleльный; *в* – переходный

На наружной цилиндрической поверхности каждого переводника протачивается пояска для маркировки шириной 10 мм и глубиной 1 мм. На переводниках исполнения цилиндрической конфигурации этот пояска находится посередине цилиндрической части; на переводниках ступенчатой конфигурации – на цилиндрической поверхности большого наружного диаметра на расстоянии 20 мм от переходной фаски.

На переводниках с левыми резьбами рядом с маркировочным пояска протачивается опознавательный пояска шириной 5 и глубиной 1 мм.

19.8. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В КОЛОННЕ

РАСЧЕТ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Диаметр УБТ определяют из условия обеспечения наибольшей жесткости труб при изгибе с учетом конструкции скважин и условий бурения. Длину УБТ определяют в зависимости от нагрузки на долото.

В табл. 19.22 приводятся рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ согласно РД 39-2-411 – 80.

Жесткость наддолотного участка УБТ должна быть больше жесткости сечения обсадной колонны, под которую ведется бурение. В табл. 19.23 приводятся соотношения диаметров обсадных труб и наименьших диаметров УБТ, удовлетворяющих указанному условию.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть $\geq 0,7$. Если это отношение $< 0,7$, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр первой ступени должен со-

Таблица 19.22

Диаметры (мм) долот и УБТ

Долото	УБТ	Долото	УБТ
139,7–146	114 108	269,9	229 203
149,2–161	121–139 114–121	295,3	245 219
165,1–171,4	133–146 121–133	320	245 229
187,3–200	159 146	349,2	254 229
212,7–228,6	178 159	≥ 374,6	273 254
244,5–250,8	203 178		

Примечания: 1. В верхней строке приведено значение диаметра УБТ для нормальных условий бурения, в нижней – для осложненных. 2. В осложненных условиях при бурении долотами диаметром свыше 250,8 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего диаметра с одновременной установкой опорно-центрирующих устройств. 3. При бурении забойными двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра двигателя.

ответствовать табл. 19.23, а отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть $\geq 0,8$.

Длину комплекта УБТ I, состоящего из труб одного диаметра, определяют по формуле

$$l_0 = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{gq_0}, \quad (19.1)$$

где Q – нагрузка на долото, Н; q_0 – масса 1 м УБТ в растворе, кг/м; g – ускорение силы тяжести.

Общий вес комплекта УБТ, состоящего из труб разных диаметров, $(q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + q_n l_n)g = (1,1 \div 1,25)Q$.

Если $Q > P_{кр}$, то на сжатом участке УБТ рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения.

Наиболее опасные для УБТ – знакопеременные изгибающие напряжения. Условие прочности для УБТ:

$$\frac{\pi^2 E I f}{2L^2} \leq \frac{M_{пр}}{1,5}; \quad (19.2)$$

$$\frac{E I \alpha_0}{573} \leq \frac{M_{пр}}{1,5}, \quad (19.3)$$

где E – модуль Юнга материала труб, Н/м²; I – момент инерции сечения трубы, м²; EI – жесткость сечения труб, Н·м²; f – стрела прогиба УБТ, м;

Таблица 19.23

Диаметры (мм) обсадных долот и УБТ

Обсадная труба	УБТ	Обсадная труба	УБТ
114	108	245	203
127	121	273	203
140–146	146	299	229
168	159	324–339	229
178–194	178	351	229
219	178	377	254

L — длина полуволны, м; $M_{\text{пр}}$ — предельный изгибающий момент при натурных испытаниях (данные ВНИИБТ); α_0 — интенсивность искривления скважин на 10 м длины.

Расчет напряжений в УБТ следует проводить в качестве контрольного при бурении на искривленных участках. При известных значениях $M_{\text{пр}}$ можно определить допускаемые величины.

РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

В процессе расчета определяются либо напряжения в трубах, либо длины секций по допустимым нагрузкам.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Допускаемая глубина спуска односекционной колонны (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_t + G)(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1,15q_1g(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}; \quad (19.4)$$

$$Q_p^{(1)} = \sigma_t F_1 / n = Q_1 / n,$$

где $Q_p^{(1)}$ — допускаемая растягивающая нагрузка на трубы, Н; $Q_t + G$ — масса УБТ и забойного двигателя, кг; $p_{\text{п}}$ — перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па; Q_1 — предельная нагрузка на трубу, Н; F_1 — площадь поперечного сечения тела трубы, м²; $\rho_{\text{ж}}, \rho$ — плотность соответственно бурового раствора и стали; σ_t — предел текучести материала труб, Н/м²; n — коэффициент запаса прочности.

Общая длина колонны $l = l_0 + l_1$ (l_0 — длина УБТ и забойного двигателя).

Для одноразмерной многосекционной колонны, составленной из труб разных толщин и групп прочности, длина первой (нижней) секции (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_t + G)(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1,15q_1g(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}. \quad (19.5)$$

Длина второй секции (в м)

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15q_2g(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}. \quad (19.6)$$

Длина n -й секции (в м)

$$l_n = \frac{Q_p^{(n)} - Q_p^{(n-1)}}{1,15q_ng(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}, \quad (19.7)$$

где $q_1, q_2, \dots, q_n$ — масса 1 м труб каждой секции, кг/м; $Q_p^{(1)}, Q_p^{(2)}, \dots, Q_p^{(n)}$ — допускаемые растягивающие нагрузки для труб каждой секции.

Для двухразмерной многосекционной колонны, состоящей в верхней части из труб большого диаметра, длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (19.5) — (19.7).

Длины секций II (верхней) ступени определяют (в м) из выражений

$$I_{m+1} = \frac{Q_p^{(m+1)} - Q_p^{(m)} - p_{\Pi} F'_{\Pi}}{1,15 q_{m+1} g(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho)}; \quad (19.8)$$

$$I_{m+2} = \frac{Q_p^{(m+2)} - Q_p^{(m+1)}}{1,15 q_{m+2} g(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho)} \text{ и т.д.}, \quad (19.9)$$

где m — число секций ступени; $Q_p^{(m)}$ — допускаемая нагрузка для труб последней секции I ступени, Н; $Q_p^{(m+1)}$, $Q_p^{(m+2)}$ — допускаемые нагрузки для труб первой и второй секции II ступени, Н; F' — разность площадей проходных сечений труб нижних секций II и I ступеней колонны, м²; q_{m+1} , q_{m+2} — масса 1 м труб первой и второй секций II ступени, кг/м.

Для колонны в наклонно направленной скважине напряжение в каждой секции определяют по двум расчетным схемам:

секция находится под действием как веса расположенной ниже части колонны, так и сил сопротивления ее движению на искривленных и наклонных участках;

секция находится только под действием веса расположенной ниже части колонны (предполагается, что скважина вертикальная).

РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ РОТОРНЫМ СПОСОБОМ

Расчет производят на статическую прочность и выносливость.

Для вертикальных скважин на выносливость рассчитывают нижние секции колонны, расположенные над УБТ на длине 200 м.

Расчет на статическую прочность ведется на совместное действие нормальных и касательных напряжений.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Подобранные трубы нижней секции рассчитывают на наружное давление (не менее 25 МПа); длины 9 (в м) одноразмерной многосекционной колонны — из условия статической прочности:

$$I_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15 Q_T(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho) - p_{\Pi} F_{\Pi}}{1,15 q_1 g(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho)}; \quad (19.10)$$

$$I_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15 q_2 g(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho)} \text{ и т.д.}; \quad (19.11)$$

$$Q_p^{(1)} = Q_1 / 1,04n; \quad Q_p^{(2)} = Q_2 / 1,04n \text{ и т.д.},$$

где Q_1 , Q_2 — предельные нагрузки для труб, Н.

Для двухразмерной многосекционной колонны, состоящей в верхней части из труб большего диаметра, длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (19.10), (19.11), длины секций II ступени — по формулам (19.8), (19.9), причем

$$Q_p^{(m)} = Q_m / 1,04n, \quad Q_p^{(m+1)} = Q_{m+1} / 1,04n; \quad Q_p^{(m+2)} = Q_{m+2} / 1,04n.$$

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ПРИ БУРЕНИИ С ПЛАВУЧИХ СРЕДСТВ

Бурение скважины с плавучих средств связано с перемещениями судна под влиянием ветра, течений и других факторов. В общем случае судно может получить линейное и угловое перемещение относительно оси скважины. Судно может перемещаться в направлении как горизонтальной, так и вертикальной осей; поворот судна происходит вокруг тех же осей. Смещение судна относительно оси скважины, поворот судна, а также непосредственно влияние волн и течений на бурильную колонну приводят к возникновению в трубах, находящихся в воде, изгибающих моментов.

Общий изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 + M_3. \quad (19.12)$$

где M_1 — момент от смещения судна (в горизонтальном направлении); M_2 — момент от качки (поворота) судна; M_3 — момент от поперечных сил волнового напора и течений.

На рис. 19.21 схематично показано положение судна и бурильной ко-

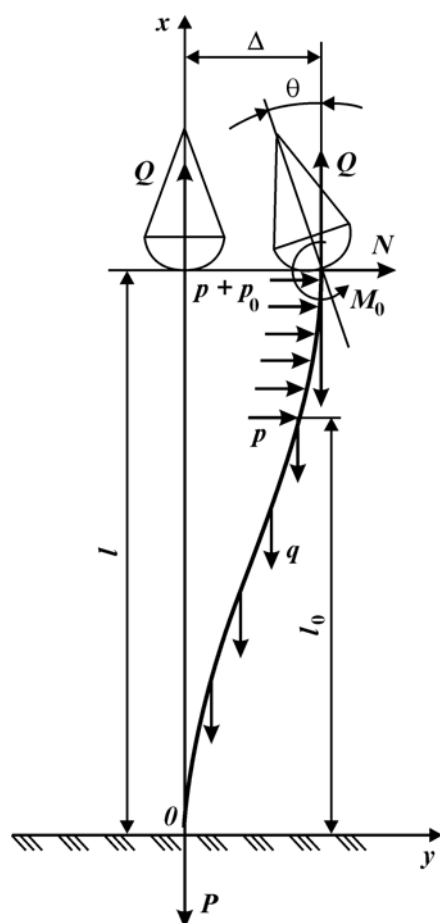


Рис. 19.21. Схема сил, действующих на бурильную колонну при бурении с плавучих средств

Таблица 19.24

Значения $n = \sigma_p / \sigma_p$

Скважина	Бурение забойными двигателями	Вращательное (ротаторное) бурение
Вертикальная	1,3/1,35	1,4/1,45
Наклонно направленная	1,35/1,4	11,45/1,5

Примечание. В числителе — даны значения для нормальных условий бурения, в знаменателе — для осложненных.

лонны до и после приложения указанных нагрузок. Наиболее нагружены концевые участки колонны, расположенные у устья и дна моря.

Общее напряжение в трубах с учетом изгибающих моментов

$$\sigma = \frac{Q}{F} + \frac{M}{W}. \quad (19.13)$$

При небольшой глубине акватории l и большой глубине скважины $L (l < L/20)$ влиянием распределенной нагрузки веса колонны на длине l можно пренебречь. Изгибающий момент (в Н·м) при $l\sqrt{P/EI} > 40$:
у устья

$$M = k\sqrt{EIP} \left(\frac{\Delta}{l} + \theta + \frac{Pl}{2p} \right); \quad (19.14)$$

у дна

$$M = \sqrt{EIP} \left(\frac{\Delta}{l} + \frac{k\theta}{l} + \sqrt{\frac{EI}{P}} + \frac{Pl}{2p} \right), \quad (19.15)$$

где P — вес колонны, Н, $P = Q - 0,5 Q_a$; l — глубина воды, м; Δ — смещение судна от оси скважины, м; θ — угол поворота судна, рад; p — давление волн и течения на колонну, Па; Q_a — вес труб от устья скважины до дна акватории, Н; k — коэффициент, зависящий от характера закрепления колонны у устья, $0,75 < k < 1$.

Коэффициенты запаса прочности. Коэффициенты запаса прочности при растяжении $n = \sigma_t / \sigma_p$ приводятся в табл. 19.24.

Для колонны, подвешенной в клиновом захвате

$$n > \sigma_t / \sigma. \quad (19.16)$$

Для труб с $\sigma_t < 650$ МПа наименьшее значение $n = 1,1$, а для труб с $\sigma_t \geq 650$ МПа наименьшее значение $n = 1,15$.

При совместном действии нормальных и касательных напряжений

$$n = \frac{\sigma_t}{\sqrt{(\sigma_p + \sigma_n)^2 + 3\tau^2}}, \quad (19.17)$$

где σ_n — напряжение изгиба; τ — касательное напряжение.

Запас прочности для буровой колонны, находящейся под действием как переменных, так и постоянных напряжений, определяется из зависимости (формула А. Сарояна)

Таблица 19.25

Пределы (в МПа) выносливости бурильных труб

Диаметр трубы, мм	Трубы по ГОСТ 631–75 с резьбой треугольного профиля			Трубы по ГОСТ 731–75 со стабилизирующим пояском ТБВК			Трубы с прива- ренными замка- ми ТБПВ		Трубы из алю- миниевых спла- вов	
	Δ	К (36Г2С)	Е (38ХНМ)	Δ	К	Е	Δ	К	Δ16Т	1953, К- 48
50	80	—	—	—	—	—	100	—	—	—
60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
73	75	65	—	140	140	150	—	—	50–56	—
89	75	60	—	—	120	—	—	—	—	—
102	—	—	—	—	110	120	—	—	—	—
114	70	60	80	140	110	120	100	90	43–52	—
127	—	—	—	—	100	110	100	90	—	—
140	70	60	80	—	100	110	100	90	—	—
147	—	—	—	—	—	—	—	—	36–46	40

Примечания. 1. Пределы выносливости даны на основании усредненных данных испытаний, проведенных в АзНИПИнефти, ВНИИБТ, ВНИИТнефти и б. ФМИ АН УССР. 2. Предел выносливости для трубы диаметром 50 мм по ГОСТ 7909–56 приведен по данным СКБ ВПО «Союзгеотехника».

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A - \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_m}, \quad (19.18)$$

где $(\sigma_{-1})_A$ – предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба (табл. 19.25); σ_B – предел прочности; σ_p – напряжение растяжения; σ_a – амплитуда переменных напряжений изгиба; σ_m – постоянное напряжение изгиба.

Запас прочности в нейтральном сечении вертикальной колонны (верхний конец сжатого участка УБТ) при $\sigma_p = 0$:

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_m}. \quad (19.19)$$

На искривленных участках наклонно направленных и вертикальных скважин при $\sigma_m = 0$

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A - \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a}. \quad (19.20)$$

У нижнего конца бурильной колонны под УБТ напряжение растяжения $\sigma_p = 0$, тогда

$$n = (\sigma_{-1})_A / \sigma_a. \quad (19.21)$$

По формулам (19.18) – (19.21) коэффициент запаса прочности $n \geq 1,5$.

Значения $(\sigma_{-1})_A$ для труб (см. табл. 19.25) получены при натурных испытаниях.

При углублении скважины порода может разрушаться долблением, сверлением или (и) истиранием (последний случай — разновидность предыдущего). Каждому из этих видов разрушения соответствуют основные методы бурения: ударное, вращательное, ударно-вращательное (практически не применяется) и дробовое (применяется редко) бурение.

Наибольшее применение получило вращательное бурение. При этом способе цилиндрический ствол формируется непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы в процессе бурения также непрерывно выносятся на поверхность циркулирующим буровым раствором (газом, газированной жидкостью). При вращательном бурении долото внедряется в породу в результате одновременного действия осевого усилия (нагрузки), направленного перпендикулярно к плоскости забоя, и окружного усилия от вращающего момента.

Различают следующие основные способы вращательного бурения:

1) роторное бурение, при котором двигатель, приводящий во вращение долото на забое с помощью колонны бурильных труб, находится на поверхности;

2) бурение с использованием забойного (погружного) двигателя, при котором двигатель расположен у забоя скважины, над долотом (турбобур, винтобур, электробур).

Роторное и турбинное бурение являются основными способами проводки скважин, их применяют повсеместно. Особенно широко используют турбинный способ бурения в России.

20.1. БУРОВЫЕ РОТОРЫ

Буровой ротор предназначен для выполнения следующих функций:

вращение (вертикально перемещаемой) бурильной колонны в процессе проходки скважины роторным способом;

восприятие реактивного крутящего момента и обеспечение продольной подачи бурильной колонны при использовании забойных двигателей;

удержание бурильной или обсадной колонны труб над устьем скважины при наращивании и спускоподъемных операциях;

проворачивание инструмента при аварийных работах, встречающихся в процессах бурения и крепления скважины.

Ротаторы относят к числу основных механизмов буровой установки. Их различают по диаметру проходного отверстия, мощности и допускаемой статической нагрузке. По конструктивному исполнению ротаторы делят на неподвижные и перемещающиеся возвратно-поступательно относительно устья скважины в вертикальном направлении.

Привод ротора осуществляется посредством цепных, карданных и зубчатых передач от буровой лебедки, коробки передач либо индивидуального двигателя. В зависимости от привода ротаторы имеют ступенчатое, непре-

рывно-ступенчатое и непрерывное изменение скоростей и моментов вращения. Для восприятия реактивного крутящего момента их снабжают стопорными устройствами, устанавливаемыми на быстроходном валу либо на столе ротора. Подвижные детали смазываются разбрызгиванием и принудительным способом. Поставляют роторы в двух исполнениях — с пневматическим клиновым захватом (ПКР) для удержания труб и без него.

Конструкция ротора должна обеспечить необходимые удобства для высокопроизводительного труда и отвечать требованиям надежности и безопасного обслуживания. При этом габариты ротора должны быть ограничены площадью, отводимой для его установки на буровой площадке. Роторы, используемые в буровых установках различных классов и модификаций, должны быть максимально унифицированы по техническим параметрам и конструкции.

КОНСТРУКЦИИ БУРОВЫХ РОТОРОВ

В буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют роторы, неподвижно устанавливаемые над устьем скважины. Типовая конструкция ротора (рис. 20.1) состоит из станины 9 и стола 2, приводимого во вращение от быстроходного вала 7 с помощью конических шестерни 10 и колеса 6. Межосевой угол передачи составляет 90°.

Станину ротора в большинстве случаев выполняют литой из конструкционных нелегированных сталей. Форма и ее геометрические размеры определяются конструктивными, эксплуатационными, технологическими и эстетическими требованиями. В станине имеются горизонтальная и вертикальная расточки для размещения быстроходного вала и стола ротора.

Стол 2 ротора представляет собой полую стальную отливку с наружным диском, прикрывающим вертикальную расточку станины. В верхней части он имеет квадратное углубление для разъемного вкладыша (втулки) 4. В свою очередь, вкладыши имеют квадратное углубление для зажима 5, переходящее в конус. При бурении во вкладыши вставляют квадратные либо роликовые зажимы ведущей трубы, а при спускоподъемных операциях — клинья, удерживающие колонну труб над ротором. Разъемная конструкция вкладышей и зажимов обеспечивает их установку в ротор в тех случаях, когда его отверстие занято трубой. Втулки и зажимы удерживаются в роторе с помощью поворотных защелок. Между зажимом и ведущей трубой возникает трение скольжения, вызывающее изнашивание поверхностей их контакта. При использовании роликовых зажимов ведущая труба перекачивается по роликам, установленным на подшипниках качения, и благодаря этому ее износ снижается.

Стол ротора с напрессованным коническим колесом устанавливают в вертикальной расточке станины на основной 3 и вспомогательной 12 опорах. В качестве опор используют упорно-радиальные шариковые подшипники, которые вследствие зеркального расположения и осевой затяжки способны воспринимать двусторонние осевые нагрузки.

На основную опору действуют собственный вес стола ротора и колонны труб, удерживаемый им при спускоподъемных операциях. В процессе бурения скважины бурильная колонна подвешивается к вертлюгу, и на основную опору действуют собственный вес стола и силы трения, возникающие в результате скольжения ведущей трубы относительно зажимов 5

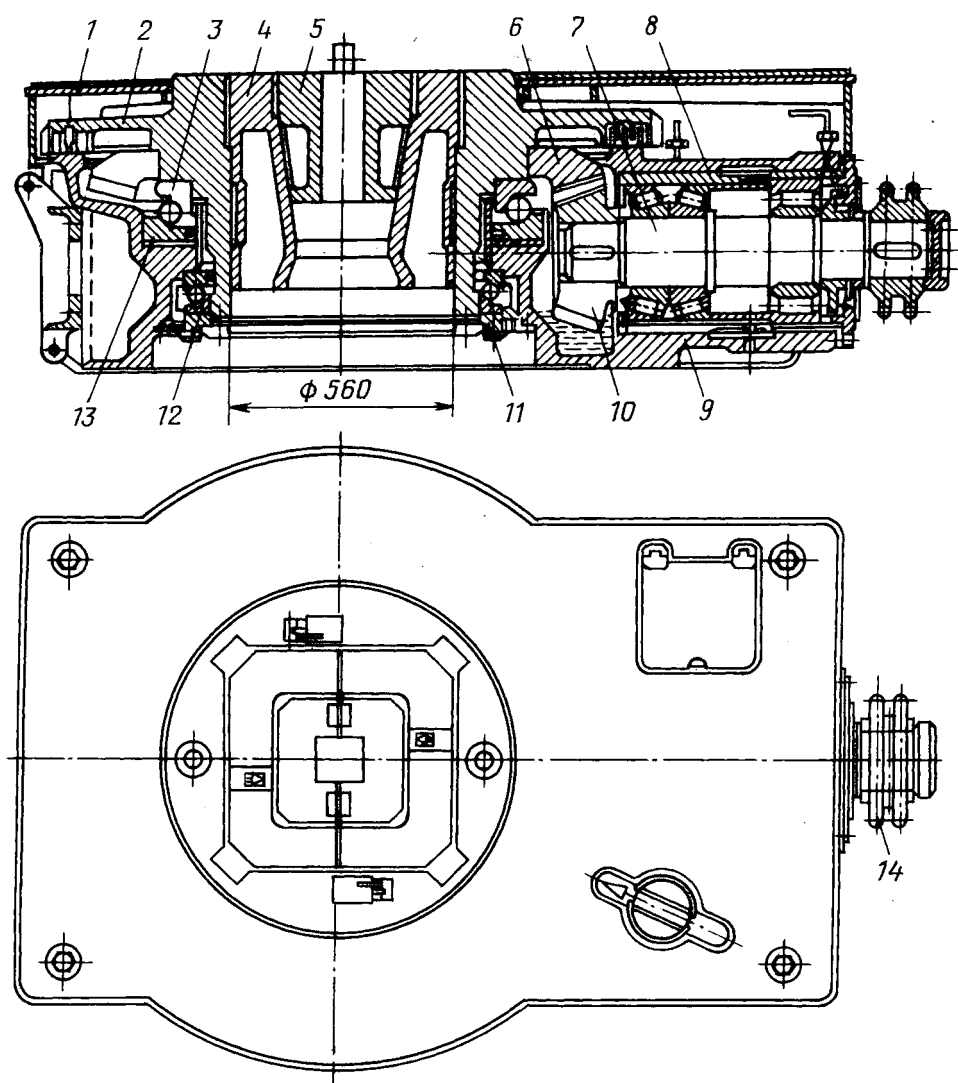


Рис. 20.1. Буровой ротор УР-560

ротора. Подшипники и стол ротора вращаются при роторном бурении и остаются в основном неподвижными при спускоподъемных операциях и бурении забойными двигателями, если не учитывать их вращения при периодическом проворачивании буровой колонны.

На вспомогательную опору действуют усилия от предварительного осевого натяга подшипника и случайные нагрузки от трения и ударов, возникающие при подъеме труб, долота и другого инструмента в результате их раскачивания и смещения относительно оси стола ротора. Для нормальной работы ротора важное значение имеет предварительный осевой натяг вспомогательного подшипника. Правильно выбранный натяг обеспечивает

плотное прилегание шариков к беговым дорожкам, уменьшает износ поверхностей качения, повышает долговечность и нагружаемость подшипников, предупреждает вращение шариков под действием гироскопических моментов и благодаря этому снижает коэффициент трения.

Чрезмерный натяг столь же опасен, как и недостаточный, так как вызывает защемление шариков, перегрузку поверхностей качения и повышенное тепловыделение. Натяг подшипника основной опоры создается собственным весом стола ротора, а его осевое положение регулируется стальными прокладками 13, установленными под нижним кольцом основной опоры. Осевой натяг вспомогательного подшипника регулируется прокладками, которые устанавливают между нижним торцом стола ротора и фланцем 11, соединяемыми болтами.

Вследствие неизбежной несоосности центрирующих поверхностей стола и станины ротора шарики могут сместиться от оси симметрии беговых дорожек, и в результате этого нарушится правильная работа подшипников. Для устранения несоосности центрируют одно кольцо подшипника, а другое свободно перемещается по радиусу. Под действием нагрузки свободное кольцо самоцентрируется относительно шариков, и благодаря этому обеспечивается равномерное нагружение шариков, способствующее увеличению долговечности подшипника. Обычно свободное кольцо подшипника устанавливают в станине ротора.

Упорно-радиальные шариковые подшипники выбирают по диаметру проходного отверстия стола ротора. Нагрузочная способность подшипников заданного диаметра и типа зависит от их серии. В основной опоре ствола ротора используют подшипники с шариками диаметром 63,5—101,6 мм, а во вспомогательной опоре — подшипники более легких серий с шариками диаметром 38,1—47,6 мм. Конические роликоподшипники, обладающие по сравнению с шариковыми более высокой несущей способностью, в опорах стола ротора используют редко. Это обусловлено сравнительно высокой стоимостью и повышенной чувствительностью к перекосам, вызывающим резкое снижение срока их службы. Относительное положение основной и вспомогательной опор ротора может быть иным. Например, в роторе УР-760 вспомогательная опора устанавливается над основной.

Быстроходный вал с конической шестерней, закрепленной шпонкой, монтируют в стакане 8 и в собранном виде устанавливают в горизонтальную расточку станины. Стакан предохраняет станину от вмятин, образующихся при установке подшипников и их проворачивании под нагрузкой. Консольное расположение шестерни на быстроходном валу удобно для компоновки и сборки ротора. Однако при этом возрастают требования к жесткости вала, так как вследствие его деформации нарушается равномерное распределение контактных давлений в зацеплении шестерни и колеса, что приводит к снижению их долговечности.

С этих позиций шестерню лучше располагать между двумя опорами. Однако, учитывая удобство монтажа и ремонта, быстроходные валы во всех конструкциях роторов изготавливают с консольным расположением шестерни. При этом снижается изгибающий момент, так как шестерня максимально приближена к опоре вала. На наружном конце быстроходного вала установлена цепная звездочка 14 либо карданная муфта. Для безопасности и удобства обслуживания ротор закрывают крышкой 1.

При бурении с использованием забойных двигателей стол ротора сто-

порится и благодаря этому предотвращается вращение бурильной колонны под действием реактивного крутящего момента. Стопорение осуществляется фиксатором, который входит в радиальные пазы диска стола ротора.

В роторе, изображенном на рис. 20.2, на быстроходном валу установлено колесо 14 с пазами для зацепления со стопором 13, передвигающимся в направляющих втулках станины посредством рукоятки 11. Последняя соединяется с валиком 12, имеющим шестеренку, которая входит в зацепление с зубьями стопора. Шестеренка удерживает стопор от вращения, а рукоятка 11 фиксирует его крайние положения. Благодаря установке стопорного устройства на быстроходном валу крутящий момент, действующий на стопорное устройство, уменьшается. Однако коническая передача и подшипники ротора воспринимают действие реактивного момента, что приводит к снижению срока их службы.

В роторах сравнительно небольшой мощности трущиеся детали смазывают разбрызгиванием. При больших мощностях, вызывающих интенсивное тепловыделение, а также вследствие конструктивной компоновки ротора, затрудняющей смазывание подшипников и зубчатой передачи разбрызгиванием, применяют циркуляционную систему смазывания.

Подшипники быстроходного вала смазывают жидким маслом, заправляемым в стакан через заливные отверстия. Уровень масла при заправке и эксплуатации контролируют с помощью жезлового маслоуказателя 7. Для предотвращения вытекания масла наружная торцовая крышка стакана снабжена гребенчатым лабиринтным уплотнением. Внутренний торец стакана имеет крышку с отражательным диском, предохраняющим масло от загрязнения промывочным раствором и продуктами изнашивания, попадающими в смежную масляную ванну, которую используют для смазывания конической передачи и подшипников стола ротора.

В конических подшипниках ролики, действуя подобно лопастям центробежного насоса, нагнетают масло в полость между подшипником и крышкой, что приводит к дополнительной его утечке через уплотнение вала. Особенно ощутимо это проявляется в том случае, когда ролики расходятся в сторону уплотнения и оси их качения скрещиваются между подшипниками (X-образная схема установки конических подшипников). Показанная на рис. 20.3 схема установки подшипников 5, при которой ролики сходятся в сторону уплотнения и оси их качения скрещиваются вне подшипников (О-образная схема), более предпочтительна. Для предохранения подшипников от перегрева вследствие затруднительной циркуляции масла, находящегося в карманах, образованных подшипниками и уплотнениями крышек, в нижней части стакана имеются продольные каналы *a* для выхода масла в масляную ванну стакана.

Центральную масляную ванну, образованную между станиной и столом ротора, заправляют жидким маслом через заливное отверстие, которое закрывают пробкой с жезловым указателем уровня масла. Для предохранения центральной масляной ванны от попадания промывочного раствора, разливаемого при спускоподъемных операциях, между станиной и столом ротора имеются кольцевые лабиринтные уплотнения. Коническая зубчатая пара и подшипники стола смазываются разбрызгиванием масла, захватываемого шестерней при вращении. В связи с этим уровень масла в центральной ванне должен быть выше нижнего контура шестерни.

Масло заменяют после бурения каждой скважины и не реже чем через 2–3 мес. Для слива отработанного масла в основании корпуса имеются

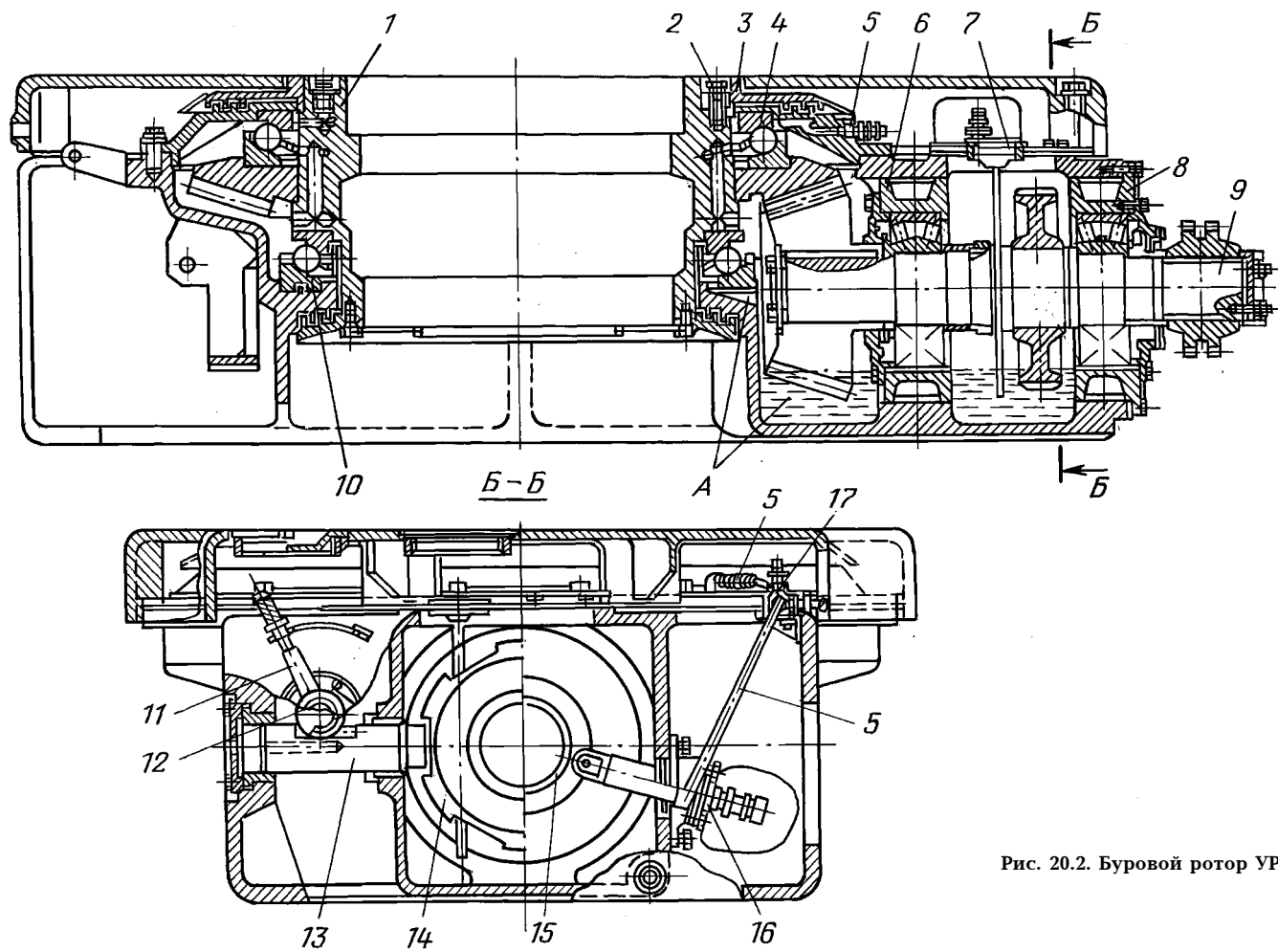


Рис. 20.2. Буровой ротор УР-760

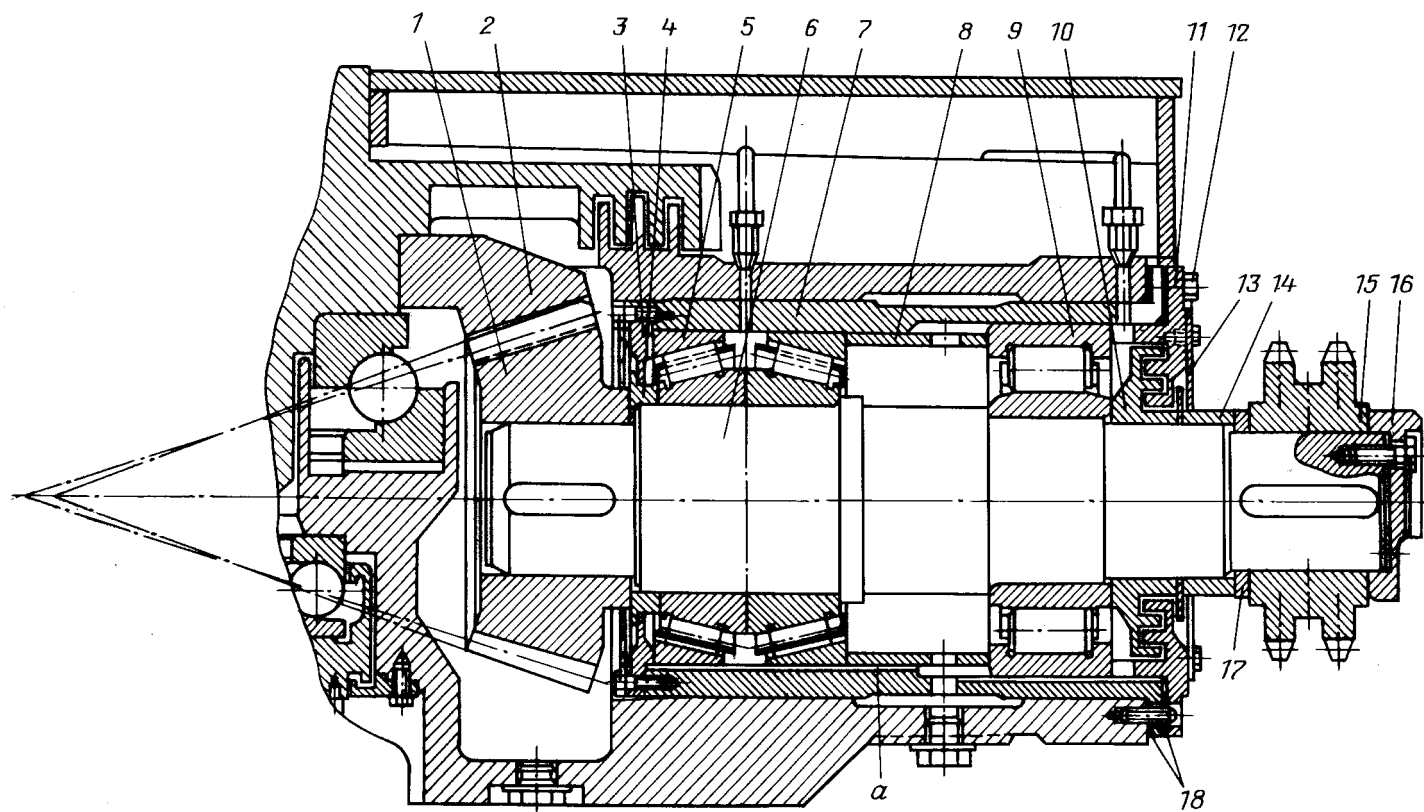


Рис. 20.3. Быстроходный вал ротора в сборе

сливные пробки. Перед заливкой свежего масла ванну необходимо промыть керосином. В тех случаях когда вспомогательный подшипник располагается над зубчатым колесом, смазывать его разбрызгиванием затруднительно. В роторах такой конструкции для смазывания вспомогательного подшипника используют пластичное масло, заправляемое ручным насосом через пружинную масленку.

В роторе, представленном на рис. 20.2, применяют циркуляционную систему смазывания подшипников и зубчатой пары с помощью плунжерного насоса 16, приводимого от эксцентричной втулки 15 на быстроходном валу 9. Насос забирает масло из маслоотстойника А в станине ротора и по трубкам 5 через кран 17 подает его на верхний подшипник 4. Часть масла стекает на зубчатый венец и смазывает зубчатую пару, а другая часть проходит по каналам и поступает на нижний подшипник 10, с которого стекает в масляную ванну.

В роторе УР-760 используют стол сборной конструкции, состоящий из полый втулки 1, соединяемой с диском 3 болтами 2 с потайной головкой. Взамен стакана используют переходные гильзы 6 и 8.

Быстроходный вал 6 (см. рис. 20.3) монтируют в стакане 7 на спаренных радиально-упорных конических роликоподшипниках 5, расположенных со стороны шестерни 1, и на радиальном роликовом подшипнике 9, установленном на противоположном конце вала. Зеркальное расположение конических подшипников обеспечивает точную двустороннюю фиксацию вала, необходимую для надежной и бесшумной работы передачи. Роликовый подшипник — плавающий, он обеспечивает осевое перемещение вала при тепловой деформации.

В фиксирующей опоре внутренние кольца подшипников закреплены между заплечиком вала и маслоразбрызгивающим кольцом 4, которое упирается в торец шестерни. Наружные кольца подшипников 5 и 9 закреплены между внутренним 3 и наружным 11 фланцами стакана с помощью металлических прокладок и дистанционной втулки 8. Внутреннее кольцо роликового подшипника крепится между заплечиком вала и кольцом 10, затянутым торцовым фланцем 16 через промежуточные детали 13—15 и дистанционное кольцо 17.

Осевые зазоры подшипников регулируются дистанционным втулками 8, 14 и с помощью набора металлических прокладок 18, установленных между стаканом и его фланцами. Осевой зазор подшипников, контролируемый по осевому смещению вала относительно стакана, должен быть в пределах, устраняющих защемление и обеспечивающих равномерное распределение нагрузки между роликами.

Надежная и бесшумная работа конической пары обеспечивается при правильном контакте зубьев, достигаемом совмещением вершин начальных конусов колеса 2 и шестерни 1. Зацепление регулируют путем изменения осевого положения шестерни с помощью металлических прокладок 18, выполненных в виде полуколец с прорезями для болтов. Благодаря этому прокладки устанавливают без разработки уплотняемых деталей путем незначительного отвинчивания болтов 12, достаточного для прохода прокладок. Правильность регулировки зацепления обычно контролируют по пятну контакта зубьев. При сборке роторов пользуются менее точным, но более простым способом контроля — по плавности вращения стола ротора при проворачивании быстроходного вала усилием рук рабочего.

Роликовый зажим (рис. 20.4) состоит из корпуса 2 и откидной скобы 3.

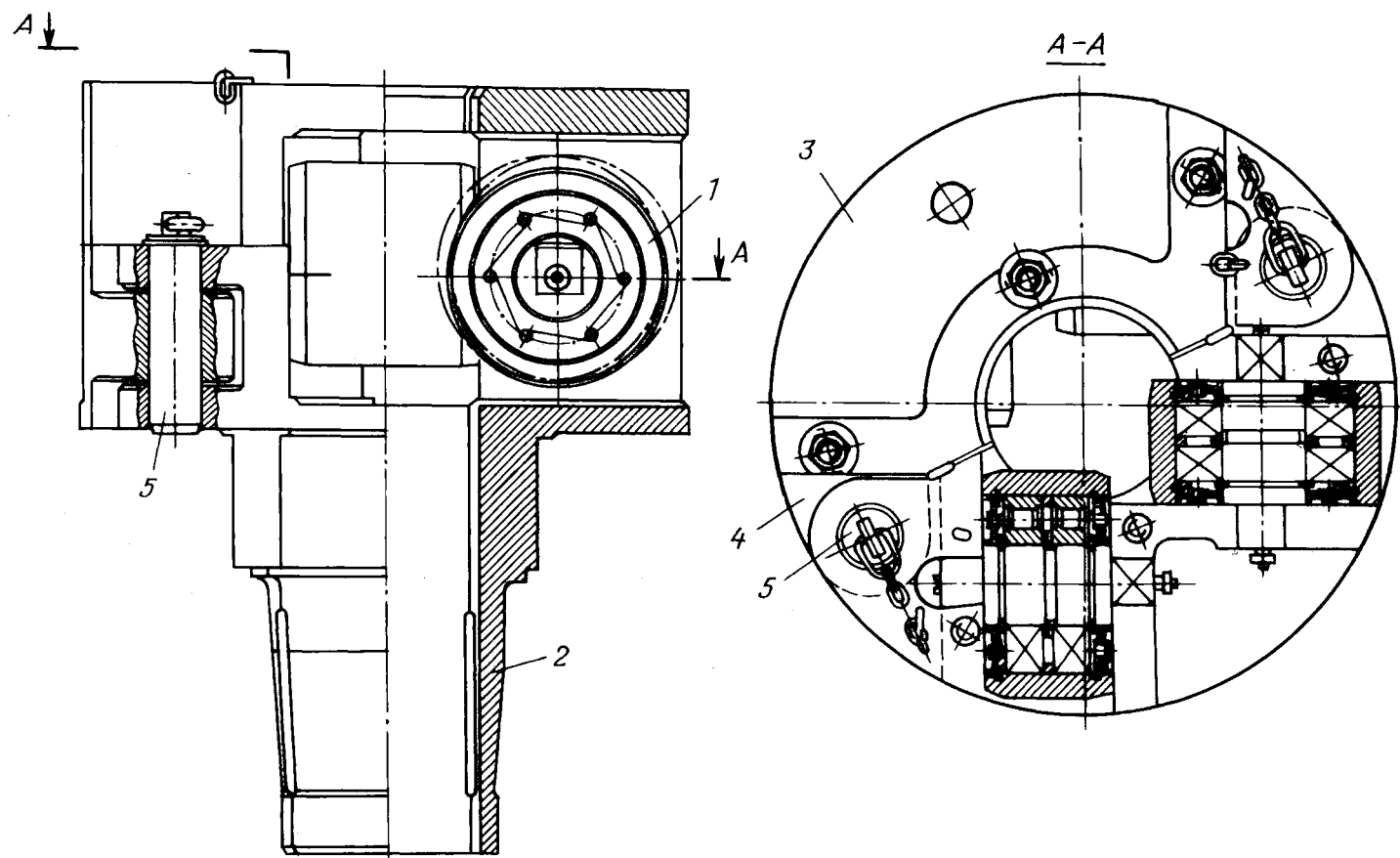


Рис. 20.4. Роликовый зажим

Таблица 20.1

Техническая характеристика роторов буровых установок ОАО «Уралмаш»

Показатель	Тип ротора		
	P-700	P-950	P-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	950	1260
Диаметр отверстия с переводником, мм	560	560; 700	560; 700; 950
Допускаемая статическая нагрузка на стол, кН	5000	6300	8000
Расстояние от центра до цепного колеса, мм	80	120	1651
Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м			180
Передаточное число от приводного вала до стола ротора	3,61	3,81	3,96
Приводной вал:			
длина выходной части, мм	165		
размеры шпоночного паза, мм	40×148		
Подшипники приводного вала	7538		
Основная опора	1687/770X	1687/1060X	1687/1400X
Вспомогательная опора	1688/770X	1688/1060X	11 689/1400X
Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм	120, 145, 160	120, 145, 160	120, 145, 160
Масса, кг	4760	7000	9460
Габаритные размеры, мм:			
высота	680	750	800
	200	220	200
длина	2270	2425	2910
ширина	1545	1850	2230

Примечание. Для всех указанных типов максимальная частота вращения стола ротора равна 350 мин⁻¹, выходной диаметр приводного вала — 150 мм, зубчатая передача — коническая.

Таблица 20.2

Техническая характеристика роторов буровых установок ОАО «Волгоградский завод буровой техники»

Показатель	Тип ротора	
	P-560	P-360
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	360
Допускаемая статическая нагрузка, кН	2500	1250
Максимальная частота вращения стола, мин ⁻¹	250	200
Расстояние от середины цепного колеса до центра ротора, мм	—	900
Максимальный момент на столе ротора, кН·м	35	12,3
Число зубьев шестерни/колеса	19/58	17/56
Приводной вал:		
диаметр (выходной), мм	150	92
длина, м	140	165
Подшипники приводного вала	3624	3620
Основная опора	91 682/670	9168/288
Вспомогательная опора	31 688/630	7168/284
Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм	4, 5, 6"	83 мм
Габаритные размеры, мм:		
длина	2209	1393
ширина	1350	924
высота	745	560
Масса, кг	4075	1530

Примечание. Для роторов указанных типов зубчатая передача — коническая с круговым зубом.

Корпус и нижняя часть откидной скобы закрыты крышками 4 и скреплены болтами. Откидная скоба соединена с корпусом шарниром 5. Верхняя часть корпуса имеет квадратное сечение, соответствующее размерам

квадратного углубления вкладышей. Нижняя часть корпуса снабжена центрирующим цилиндрическим пояском. Цапфы оси роликов 1 устанавливаются в пазы квадратного сечения на вертикальных ребрах корпуса и нижней части откидной скобы. Расстояние между роликами по размеру ведущей трубы регулируют поворотом цапфы осей подшипников. На торцах цапф имеются масленки для смазывания подшипников. Технические характеристики буровых роторов приведены в табл. 20.1 и 20.2.

Роторы имеют групповой либо индивидуальный привод. При групповом приводе ротор соединяется с двигателями буровой лебедки посредством цепных передач, карданных валов и зубчатых редукторов. Индивидуальный привод применяют в электрических буровых установках, предназначенных для бурения скважин глубиной 6000 м и более. Значение крутящего момента, передаваемого ротором, контролируется датчиками, установленными на приводном валу либо в силовых передачах ротора.

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Параметры ротора определяют исходя из конструкции скважины, компоновки бурильной колонны и требований, предъявляемых технологиями бурения и крепления скважин.

Диаметр проходного отверстия в столе ротора должен быть достаточным для спуска долот и обсадных труб, используемых при бурении и креплении скважины. Для этого необходимо, чтобы диаметр проходного отверстия D в столе ротора был больше диаметра долота при бурении скважины под направление $D_{\text{дн}}$:

$$D = D_{\text{дн}} + \delta,$$

где $\delta = 30\div 50$ мм — диаметральный зазор, необходимый для свободного прохода долота.

Диаметр долот зависит от конструкции скважин. В глубоких скважинах диаметр направления обычно достаточно большой, возрастает вследствие увеличения числа промежуточных колонн. Ниже приведены наиболее распространенные диаметры направлений и долот для бурения скважины под направление:

Глубина скважины, мм.....	<3000	3000 — 5000	5000 — 8000
Диаметр направления, мм.....	325 — 426	426 — 525	525 — 580
Диаметр долота, мм.....	394 — 540	490 — 640	590 — 705

Из приведенных данных следует, что диаметры направлений и соответствующих им долот для рассматриваемых глубин скважин ограничиваются определенными пределами. Благодаря этому в буровых установках смежных по глубине бурения классов можно использовать роторы, имеющие одинаковый диаметр проходного отверстия, и сократить соответственно их номенклатуру. Роторы, применяемые для бурения скважин на море, имеют более широкое проходное отверстие, выбираемое по диаметру водоотделяющей колонны, связывающей подводное устьевое оборудование с буровым судном. Проходное отверстие вкладышей стола ротора должно быть достаточным для прохода бурильной колонны при спускоподъемных операциях. Исходя из наибольших диаметров (203 мм) бурильных замков (ЗШ-203) и утяжеленных бурильных труб, отверстие вкладышей стола роторов всех типоразмеров принято равным 225 мм.

Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора должна быть достаточной для удержания в неподвижном состоянии наиболее тяжелой обсадной колонны, применяемой в заданном диапазоне глубин бурения. В большинстве случаев более тяжелыми оказываются промежуточные обсадные колонны, вес которых для некоторых конструкций скважины приближается к значению допускаемой нагрузки на крюке буровой установки. В связи с этим паспортное значение допускаемой статической нагрузки на стол ротора обычно совпадает с допускаемой нагрузкой на крюке, принятой для буровых установок соответствующего класса.

Наряду с этим допускаемая статическая нагрузка P не должна превышать статической грузоподъемности подшипника основной опоры стола ротора C_0 :

$$G_{\max} \leq P \leq C_0,$$

где $G_{\max}$ — сила тяжести наиболее тяжелой колонны обсадных труб, применяемой в заданном диапазоне глубин бурения.

Подшипники, применяемые в основной опоре стола буровых роторов, как указывалось ранее, подбирают по диаметру проходного отверстия (табл. 20.3). Так, упорно-радиальные шариковые подшипники, выбранные по диаметру проходного отверстия стола ротора, обеспечивают более чем 1,5-кратный запас по отношению к допускаемой статической нагрузке на стол ротора.

Частоту вращения стола ротора выбирают в соответствии с требованиями, предъявляемыми технологией бурения скважин. Наибольшая частота вращения стола ротора ограничивается критической частотой вращения буровых долот: $n_{\max} \leq 250 \text{ мин}^{-1}$.

Опыт бурения скважин роторным способом показывает, что при дальнейшем увеличении частоты вращения ухудшаются показатели работы долот. Наряду с этим следует учитывать, что с ростом частоты вращения увеличиваются центробежные силы, вызывающие продольный изгиб бурильной колонны, вследствие которого происходят усталостные разрушения в ее резьбовых соединениях и искривление ствола скважины.

Бурение глубокозалегающих абразивных и весьма твердых пород, забуривание и калибровку ствола скважин проводят при частоте вращения до 50 мин^{-1} . Для периодического проворачивания бурильной колонны в целях устранения прихватов при бурении забойными двигателями, а также

Таблица 20.3

Основные размеры и ориентировочные расчетные параметры упорно-радиальных шарикоподшипников

Тип ротора	Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора P , кН	Условное обозначение подшипника	Размеры подшипника, мм			Шарики		Грузоподъемность, кН		Запас грузоподъемности C_0/P
			Внутренний диаметр d	Наружный диаметр D	Высота H	Диаметр $D_{ш}$	Число z	статическая C_0	динамическая C	
УР-560	3200	91682/750X	750	1000	150	76,2	29	84 200	10 300	2,63
УР-760	4000	1687/770X	770	1000	150	76,2	31	90 000	10 600	2,25
УР-950	6300	1687/1060	1060	1280	150	63,5	48	96 700	9800	1,53
УР-1260	8000	1687/1400	1400	1630	150	63,5	62	125 000	10 900	1,56

для вращения ловильного инструмента при авариях в скважине требуется дальнейшее снижение частоты вращения стола ротора до 15 мин^{-1} . С учетом этих требований наименьшая частота вращения стола ротора $n_{\min} = 15 \text{ мин}^{-1}$.

Отношение предельных значений частоты вращения определяет диапазон ее регулирования: $R_n = n_{\max}/n_{\min}$.

На скоростную характеристику ротора существенно влияет тип используемого привода. Предпочтительным является электропривод постоянного тока, обеспечивающий бесступенчатое изменение частоты вращения стола ротора в необходимом диапазоне регулирования. При дизельном приводе и электроприводе переменного тока используют механические передачи, осуществляющие ступенчатое регулирование частоты вращения стола ротора. Число скоростей ротора должно быть достаточным для удовлетворения требований бурения. Однако при групповом приводе с буровой лебедкой ротор обычно имеет три-четыре скорости. В этом случае используются сменными цепными звездочками, с помощью которых число скоростей ротора может увеличиваться согласно зависимости

$$z = z_{\lambda}^m,$$

где z — число скоростей ротора; z_{λ} — число скоростей, передаваемых от буровой лебедки; m — число сменных цепных звездочек на приводном валу ротора.

В целях более полного удовлетворения требований бурения диапазон регулирования частоты вращения стола ротора делят на средний и крайние интервалы. В среднем, сравнительно узком интервале частота вращения ротора изменяется согласно геометрическому ряду чисел, знаменатель которого меньше, чем у крайних интервалов диапазона регулирования. Благодаря этому в среднем интервале уменьшается разность между смежными частотами вращения стола ротора, что позволяет точнее согласовывать частоту вращения долота с требованиями бурения.

Для обратного вращения (реверса) достаточно одной или двух передач, обеспечивающих вращение стола с частотой $15-50 \text{ мин}^{-1}$, необходимой для работы с трубами и ловильным инструментом, имеющими левую резьбу. При электрическом приводе вследствие реверсирования двигателей ротор имеет одинаковые частоты при прямом и обратном вращении.

В процессе проектирования привода ротора, и особенно группового привода буровой лебедки и ротора, возможны отклонения окончательно принятых значений частоты вращения стола ротора от расчетных, обусловленные конструктивными соображениями. Следует также отметить, что при дизель-гидравлическом приводе благодаря турботрансформатору частота вращения ротора изменяется по непрерывно-ступенчатой кривой.

Мощность ротора должна быть достаточной для вращения бурильной колонны, долота и разрушения забоя скважины:

$$N = (N_{\text{х.в}} + N_{\lambda})/\eta,$$

где $N_{\text{х.в}}$ — мощность на холостое вращение бурильной колонны; N_{λ} — мощность на вращение долота и разбуривание забоя; η — КПД, учитывающий потери в трущихся деталях ротора.

Мощность на холостое вращение бурильной колонны (момент, передаваемый долоту, равен нулю) расходуется на преодоление сопротивления

вращению, возникающего в системе бурильная колонна — скважина. Сопротивление вращению зависит от длины и диаметра бурильной колонны, плотности промывочной жидкости в скважине, трения труб о стенки скважины. Сопротивление вращению изменяется в зависимости от кривизны и состояния стенок скважины, пространственной формы бурильной колонны, вибрации, вызванной трением и центробежными силами.

С увеличением частоты вращения мощность на холостое вращение бурильной колонны возрастает в степенной зависимости. Наряду с этим на мощность холостого вращения бурильной колонны влияет ряд случайных и трудно учитываемых факторов, возникающих при бурении скважины (крутильные колебания, обвал стенок скважины, образование каверн, искривление ствола скважины, изменение пространственной формы бурильной колонны и др.).

Сложность процессов взаимодействия вращающейся колонны и скважины затрудняет вывод аналитических зависимостей для определения мощности, расходуемой на холостое вращение бурильной колонны, поэтому в практических расчетах пользуются эмпирическими формулами.

Расчеты показывают, что на каждые 1000 м бурильной колонны расход мощности на холостое вращение $N_{х.в}$ (частота вращения 100 мин⁻¹, плотность раствора 1,2 г/см³, угол искривления 3—5°) в зависимости от диаметра труб следующий:

Диаметр труб, мм.....	114	127	141	168
Мощность $N_{х.в}$, кВт.....	8,8	10,9	13,6	19,1

Мощность, расходуемая на вращение долота и разрушение забоя скважины, можно приближенно оценить по формуле

$$N_A = \mu_0 P n R_{cp},$$

где μ_0 — коэффициент сопротивления долота; P — осевая нагрузка на долото, кН; n — частота вращения долота, с⁻¹; R_{cp} — средний радиус долота, м.

Рекомендуют следующие коэффициенты сопротивления долота: для алмазного $\mu_0 = 0,2 \div 0,4$; твердосплавного и режущего типа $\mu_0 = 0,4 \div 0,8$; для шарошечного $\mu_0 = 0,2 \div 0,4$.

Средний радиус долота $R_{cp} = D_A/3$.

В процессе бурения скважины происходит непрерывно-ступенчатое изменение потребляемой ротором мощности. Это обусловлено последовательным увеличением длины бурильной колонны, ступенчатым уменьшением диаметра используемых долот, а также изменением режимов бурения по мере углубления скважины. В теоретических расчетах, выполняемых при выборе мощности ротора, так же, как и при расчете бурильной колонны на прочность, осевая нагрузка на долото, частота его вращения и плотность промывочной жидкости, характеризующие режим бурения, принимаются неизменными для каждого размера долот, используемых при бурении скважины заданной конструкции. Расчетные значения указанных параметров бурения выбирают на основе эмпирических зависимостей и опытных данных, полученных при бурении скважин аналогичных конструкций.

В предварительных расчетах частоту вращения стола ротора в зависимости от текущей L и конечной L_k глубины бурения вычисляют по эмпирической зависимости, принятой Уралмашзаводом:

Техническая характеристика роторов (ГОСТ 16293–82)

Показатель	Типоразмер ротора				
	Р-460	Р-560	Р-700	Р-950	Р-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	460	560	700	950	1260
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	2000	3200	4000	6300	8000
Мощность ротора, кВт	180	370	440	500	540
Максимальный крутящий момент, кН·м, не более	30	50	80	120	180
Базовое расстояние, мм	1353	1353	1353	1353	1651
Условная глубина бурения, м	1600	1600–4000	3200–6500	6500–10 000	8000–12 500

Примечание. Для всех типоразмеров частота вращения стола ротора не более 250 мин⁻¹; проходной диаметр втулки ротора – 225 мм.

$$n = 200 - 150 \frac{L}{L_k}.$$

Плотность промывочной жидкости, учитываемая при расчете мощности, которая расходуется на холостое вращение бурильной колонны, рассчитывают по формуле, полученной Уралмашзаводом на основе статистических данных:

$$\rho = 0,21 g L + 1,25.$$

На основе указанных зависимостей определяют мощности, необходимые для бурения скважины под направление, кондуктор, промежуточные и эксплуатационную колонны. По наибольшему полученному значению выбирают расчетную мощность ротора.

Максимальный вращающий момент (в кН·м) определяют по мощности и минимальной частоте вращения стола ротора:

$$M_{\max} = N\eta/n_{\min},$$

где N – мощность ротора, кВт; η – КПД ротора; $n_{\min}$ – минимальная частота вращения, мин⁻¹.

Максимальный вращающий момент ограничивается прочностью бурильной колонны и деталей, передающих вращение столу ротора.

Базовое расстояние, измеряемое от оси ротора до первого ряда зубьев цепной звездочки на быстроходном валу ротора, используют при проектировании цепной передачи, передающей вращение от лебедки ротору.

В табл. 20.4 приведена техническая характеристика роторов, используемых при бурении скважин.

20.2. ТУРБОБУРЫ

В турбинном бурении коэффициент передачи мощности от источника энергии к долоту значительно выше, чем в роторном.

Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX столетия: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был взят в 1873 г. Гроссом. В 1890 г. Г.Г. Симченко

(г. Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя.

В начале 1900-х годов Вольский разработал и использовал на практике для быстроударного бурения в твердых породах забойный гидравлический таран, создававший 500–600 ударов в минуту по забою. В 1923 г. М.А. Капелюшников (совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым) разработал турбинный аппарат для бурения скважин, названный турбобуром Капелюшникова. Он развивал мощность до 12 л.с. и представлял собой гидравлический двигатель, выполненный на базе одноступенчатой осевой турбины, вал которой через промежуточный многоярусный планетарный редуктор приводил во вращение долото. Проблема реализации турбинного бурения была решена П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом. Позднее, благодаря работам ВНИИБТ, турбинное бурение получило общее признание.

Турбобур – машина быстроходная, поэтому большое значение имеют работы, направленные на создание низкооборотных турбобуров, способных эффективно обрабатывать шарошечные долота с герметизированными маслонаполненными опорами типов ГНУ и ГАУ.

В области турбоалмазного бурения особую актуальность приобретает создание высокомоментных турбобуров для работы с новыми долотами с поликристаллическими алмазными режущими элементами типа «Stratopax».

Современный турбобур должен обеспечивать:

достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости не более 0,07 л/с на см² площади забоя;

устойчивую работу при частотах вращения менее 7 с⁻¹ для шарошечных и 7–10 с⁻¹ для алмазных долот;

максимально возможный КПД;

срабатывание перепада давления на долоте не менее 7 МПа;

наработку на отказ не менее 300 ч;

долговечность не менее 2000 ч;

постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до наработки на отказ;

независимость энергетической характеристики от давления и температуры окружающей среды;

возможность изменения реологических свойств бурового раствора в процессе долбления;

возможность введения в буровой раствор различных наполнителей и добавок;

возможность промывки ствола скважины без вращения долота;

возможность определения траектории ствола скважины в любой точке вплоть до долота без подъема буровой колонны;

стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и освобождение от стопорения;

гашение вибрации бурового инструмента;

экономии приведенных затрат на 1 м проходки скважины по сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

Понятно, что в одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время в одном диаметральном габарите целесообразно иметь возможно меньшее число типов турбобуров.

В начале 1950-х годов в связи с увеличением глубин скважин стали стремиться к увеличению числа ступеней турбины для снижения частот

вращения долот. Появились секционные турбобуры, состоящие из двух-трех секций, собираемых в одну машину непосредственно на буровой. Секции свинчивались с помощью конической резьбы, а их валы соединялись сначала конусными, а затем конусно-шлицевыми муфтами. Осевая опора секционного турбобура устанавливалась в нижней секции.

В дальнейшем, в целях упрощения эксплуатации турбобуров, осевая опора была вынесена в отдельную секцию — шпиндель. Это усовершенствование позволило заменять на буровой наиболее быстроизнашиваемый узел турбобура — его опору.

Секционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметром корпуса 172, 195 и 240 мм.

В конце 1950-х годов во ВНИИБТ были начаты исследования по разработке опоры качения турбобура. Дело в том, что резинометаллическая пята, хорошо работающая при использовании в качестве бурового раствора воды или буровых (глинистых) растворов с относительно низким содержанием твердой фазы, а также при небольшом перепаде давления на долоте, в случае применения утяжеленных или сильно загрязненных буровых растворов существенно искажала выходную характеристику турбобура, что в свою очередь снижало эффективность турбинного способа бурения.

В начале 1960-х годов Р.А. Иоаннесяном, Д.Г. Малышевым и Ю.Р. Иоаннесяном была создана упорно-радиальная шаровая опора турбобура, представляющая собой многоступенчатый шарикоподшипник двустороннего действия.

Турбобуры с шаровой опорой серии А в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметром корпуса 164, 195 и 240 мм.

Дальнейшее совершенствование конструкций турбобура связано с появлением новых высокопроизводительных шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами. Для эффективной отработки этих долот требуются частоты вращения порядка $2,5 - 5 \text{ с}^{-1}$. Это привело к созданию ряда новых направлений в конструировании турбобуров:

- с системой гидродинамического торможения;
- многосекционных;
- с высокоциркулятивной турбиной и клапаном — регулятором расхода бурового раствора;
- с системой демпфирования вибрации;
- с разделенным потоком жидкости и полым валом;
- с плавающей системой статора;
- с тормозной приставкой гидромеханического типа;
- с редукторной вставкой.

Появились также гидравлические забойные двигатели объемного типа — винтовые.

В настоящее время среди конструкторов турбобуров еще нет единого мнения о наиболее эффективном и перспективном направлении развития техники турбинного способа бурения. В целях объективной оценки новых конструкций и выбора лучшей из них для широкого внедрения в серийное производство проводятся сравнительные испытания макетных образцов новых забойных двигателей.

КОНСТРУКЦИИ ТУРБОБУРОВ

Турбобур представляет собой забойный гидравлический двигатель, снабженный осевой опорой, в котором гидравлическая энергия потока промывочной жидкости преобразуется в механическую работу вала, к которому прикрепляют породоразрушающий инструмент. Турбобур опускают в скважину на бурильной колонне, которая по мере углубления скважины наращивается с поверхности новыми бурильными трубами. В качестве гидравлического двигателя в турбобуре применяют многоступенчатую осевую турбину.

Гидравлические двигатели, в которых используется кинетическая или скоростная энергия потока жидкости, называют *турбинами*. В турбинах работа совершается главным образом в результате изменения количества движения жидкости.

В турбобурах применяют многоступенчатые осевые турбины лопастного типа. На рис. 20.5 схематично изображена одна ступень турбины турбобура, состоящая из статора и ротора.

Турбина работает следующим образом. Поток промывочной жидкости через бурильную колонну подается в первую ступень турбобура. В статоре первой ступени происходит формирование направления потока жидкости, т.е. жидкость, пройдя каналы статора, приобретает направление, указанное стрелкой А. Таким образом, статор является направляющим аппаратом турбины.

Потоки жидкости из каналов статора поступают на лопатки ротора под заданным углом и осуществляют силовое воздействие на ротор, в результате которого энергия движущейся жидкости создает силы, стремящиеся повернуть ротор, жестко связанный с валом турбины. Поток жидкости из каналов ротора первой ступени поступает на лопатки направляющего аппарата второй ступени, где вновь происходит формирование направления движения потока жидкости и подача ее на лопатки ротора второй ступени. На роторе второй ступени также возникает крутящий момент. В результате жидкость под действием энергии давления, создаваемой поверхностным насосом, проходит все ступени турбины турбобура и через специальный канал подводится к долоту. В многоступенчатых турбобурах крутящие моменты всех ступеней суммируются на валу.

В процессе работы турбины на статорах, закрепленных неподвижно в корпусе турбобура, создается реактивный момент, равный по значению, но противоположный по направлению. Реактивный момент через корпус турбобура передается на бурильные трубы и осуществляет их закручивание на определенный угол, зависящий от жесткости и длины бурильной колонны. Источником энергии в пределах ра-

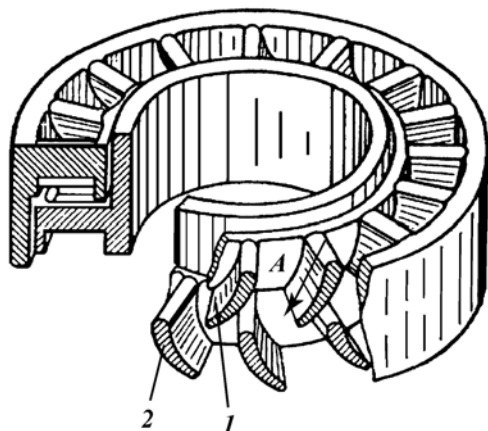


Рис. 20.5. Схема ступени турбины турбобура:

1 — лопатка статора; 2 — лопатка ротора

бочего органа турбины является скоростной напор потока жидкости, создаваемый вследствие перепада давления на входе в турбину и выходе из нее.

В процессе бурения осевая нагрузка на долото передается через турбобур, так как его обычно устанавливают непосредственно над породоразрушающим инструментом. Для восприятия и передачи осевой нагрузки турбобуры снабжают специальной опорой, размещаемой в верхней или нижней части корпуса турбобура. Вал турбобура также снабжается радиальными опорами, предназначенными для центрирования вала, работающего при высоких осевых нагрузках и частотах вращения.

В качестве осевой опоры в серийных турбобурах применяют резино-металлические подшипники скольжения. Попытки использовать в качестве осевых опор стандартные упорные подшипники качения не дали положительных результатов. В 1960 г. во ВНИИБТ для турбобуров удалось разработать многорядную шаровую опору специальной конструкции.

Резинометаллический подшипник состоит из нескольких ступеней. Каждая ступень включает подпятник, закрепляемый в корпусе, и диск, сидящий на валу турбобура. Кольцо служит для защиты вала турбобура от изнашивания и для обеспечения заданного расстояния между дисками пяты. Подпятник по дисковой части облицован резиной, т.е. по верхней, нижней и внутренней цилиндрической поверхностям. Корпус подпятника имеет каналы для пропуска промывочной жидкости.

Радиальная резинометаллическая опора турбобура представляет собой корпус, внутренняя поверхность которого облицована резиной. В качестве нижней радиальной опоры используют ниппель. Резиновая обкладка ниппеля выполняет также функции сальникового уплотнения.

Работоспособность резинометаллических подшипников турбобура в абразивной среде в различных нефтяных районах страны колеблется в пределах 50–150 ч. Этим временем определяется межремонтный срок работы турбобура. Сравнительно высокая работоспособность резинометаллических подшипников турбобура объясняется тем, что твердые частицы, находящиеся в промывочной жидкости, попадая в зазор между эластичной облицовкой подпятника и стальной пятой, вдавливаются в резиновую поверхность. Вследствие этого сила прижатия твердых частиц к стальному диску определяется упругостью резины и не зависит от удельного давления между металлической и резиновой поверхностями. Износ таких трущихся поверхностей в 4–6 раз ниже, чем при работе двух твердых поверхностей, находящихся в абразивной среде.

Эластичная обкладка подпятников осевой опоры турбобура позволяет равномерно распределять осевую нагрузку по ступеням в пределах 0,5–1,0 МПа. Коэффициент трения при промывке водой в резинометаллической опоре составляет 0,04–0,10, в глинистом растворе – 0,06–0,16.

Осевая опора качения представляет собой радиально-упорный многорядный беспараторный шарикоподшипник (рис. 20.6). Одна ступень подшипника состоит из наружного 1 и внутреннего 2 рабочих колец, между парами которых размещается шарик 3. Расстояние между рабочими кольцами определяется размерами распорных колец – наружного 4 и внутреннего 5. От попадания крупных абразивных частиц подшипник защищен сальником. Ввиду того, что беспараторные подшипники работают в абразивной среде, большое влияние на их работоспособность оказывает правильная приработка опоры. Сначала в процессе прира-

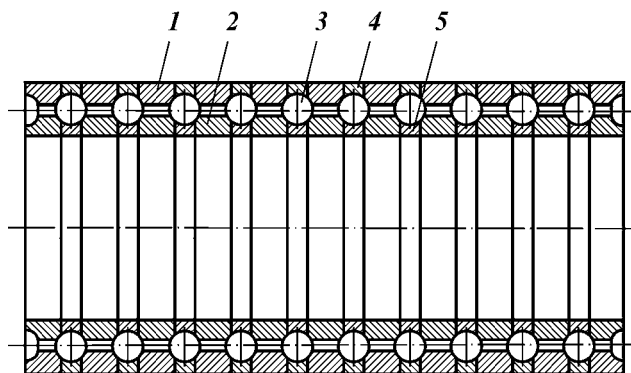


Рис. 20.6. Многорядная осевая опора качения

ботки происходит перераспределение осевой нагрузки по ступеням подшипника. Равномерное распределение нагрузки между ступенями препятствует более длительной нормальной работе подшипников качения.

ОДНОСЕКЦИОННЫЙ ТУРБОБУР

Серийный выпуск односекционных турбобуров типа Т12МЗ был освоен в 1952 г. Конструкция этих турбобуров первоначально отвечала требованиям повышения технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин. Односекционные турбобуры изготавливались диаметром 240, 212, 195 и 172 мм.

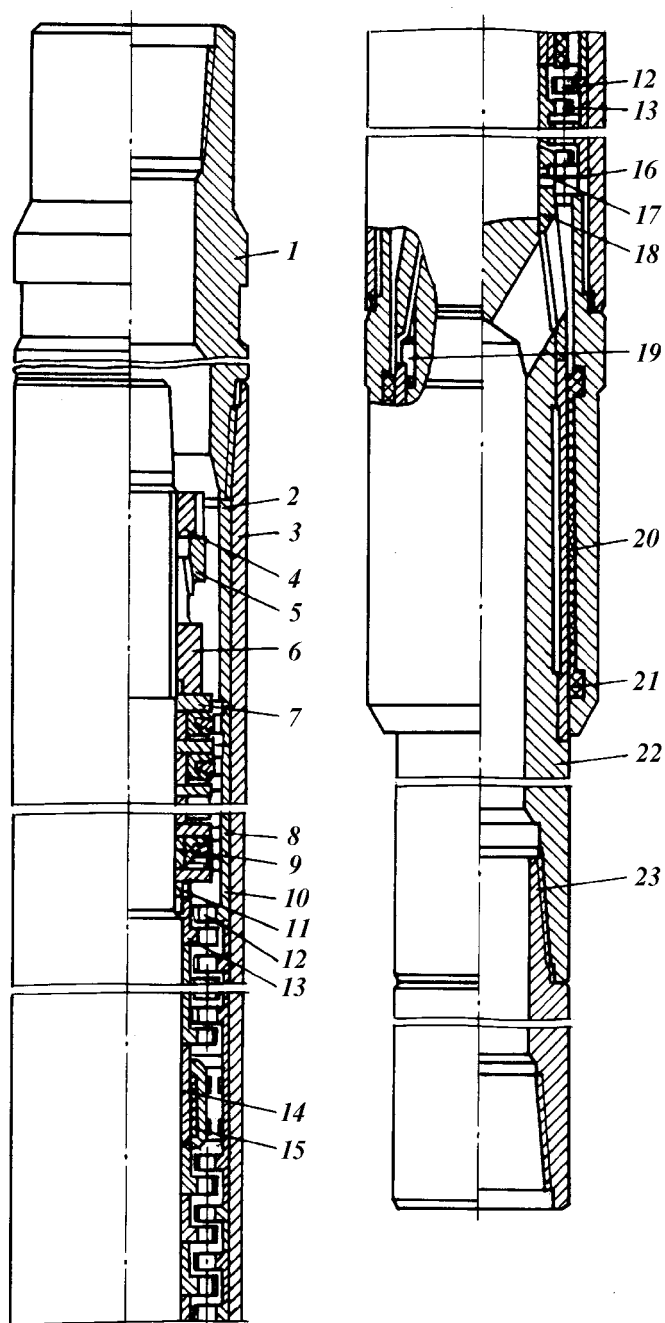
Турбобур типа Т12МЗ включает турбину, составленную из 100–120 ступеней, резинометаллическую пяту и корпусные детали. На рис. 20.7 показана наиболее совершенная конструкция турбобура типа Т12МЗБ-240. На валу 22 размещены диски ротора 13, втулка 20 нижней опоры, две втулки 14 средней опоры и упорная втулка 18. Все перечисленные детали зажаты роторной гайкой 6, для предохранения которой от самопроизвольного отвинчивания предусмотрен обжимающий колпак 5, закрепляемый контргайкой 4.

Верхняя часть гайки 6 имеет коническую форму и продольные прорези. Колпак 5 под действием контргайки внутренним конусом обжимает прорезанные участки роторной гайки 6 и прижимает ее к поверхности вала, создавая цанговый эффект. Благодаря этому осуществляется предохранение от самоотвинчивания роторной гайки 6. Упорная втулка 18 и втулка 20 нижней опоры фиксируются шпонкой 19 относительно вала 22. Внутри корпуса 3 размещаются диски статора 12, средние опоры 15, регулировочное кольцо 10, определяющее положение ротора относительно статора в собранном турбобуре, и подпятники 8. Ниппель 21 служит для закрепления в корпусе 3 системы дисков статоров, средних опор и подпятников. Роль верхнего упора выполняет торец переводника 1, который служит для соединения корпуса 3 с колонной бурильных труб. Вал 22 турбобура в нижней части имеет переводник 23 для присоединения долота или другого инструмента.

Ниппель 21 имеет цилиндрическую (турбобуры Т12МЗБ-9" и Т12МЗБ-6⁵/₈") или коническую (турбобуры Т12МЗБ-240, Т12МЗБ-8",

Рис. 20.7. Турбобур Т12МЗБ-240:

1 — переводник; 2 — втулка корпуса; 3 — корпус; 4 — контргайка; 5 — колпак; 6 — роторная гайка; 7 — диск пяты; 8 — подпятник; 9 — кольцо пяты; 10, 16 — регулировочные кольца; 11, 17 — уплотнительные кольца; 12 — статор; 13 — ротор; 14, 20 — втулки средней и нижней опоры соответственно; 15 — средняя опора; 18 — упорная втулка; 19 — шпонка; 21 — ниппель; 22 — вал; 23 — переводник вала



Т12МЗБ-7¹/₂" и Т12МЗБ-6⁵/₈" резьбу. При использовании конической резьбы в корпусе турбобура под ниппельный конец закрепляющей детали устанавливается регулировочное кольцо 16 резьбы. Уплотнительные кольца 11, 17 предохраняют от проникновения глинистого раствора в зазор между валом и роторами.

В турбобуре типа Т12МЗ кроме подпятников с привулканизированной резиной предусмотрено применение подпятников со сменными резиновыми вкладышами. В этом случае в шифр турбобура после размера добавляют буквы СР. В турбобурах размером 195 и 172 мм используют составные турбины, имеющие металлические ступицы и пластмассовые проточные решетки. В шифр турбобура при этом добавляют букву П.

Укороченные турбобуры типа Т12МЗК изготавливают на базе односекционных турбобуров. Они отличаются значительно меньшим (30–60) числом ступеней турбин и опор. Укороченные турбобуры применяют для ориентированного искривления скважин при наклонно направленном бурении.

СЕКЦИОННЫЕ ТУРБОБУРЫ

Турбобуры типа ТС состоят из двух и более последовательно соединенных между собой секций, каждую из которых собирают из 100 ступеней турбин в отдельном корпусе. Секции соединяют в турбобур непосредственно на буровой. Секционные турбобуры предназначены для бурения глубоких скважин, так как обладают повышенной мощностью благодаря увеличению числа ступеней турбин, работающих синхронно. Диаметральные размеры секций аналогичны размерам односекционных турбобуров. Секционирование турбобуров позволило создать турбобур с высокими энергетическими показателями при малых габаритах (127 и 104,5 мм). Число секций в турбобурах достигает четырех.

Устройство секционного турбобура показано на рис. 20.8. Корпуса секций снабжены переводниками, которые соединены между собой посредством конической резьбы. Валы секций соединяются с помощью конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней 8 и верхней 7 полумуфт. Можно использовать конусную муфту без шлицевых пазов.

Осевая опора 12 у секционных турбобуров общая, и, как правило, она располагается в нижней секции. Конструкция резинометаллического подшипника опоры не отличается от конструкции подшипников односекционных турбобуров.

Конструктивное отличие нижней секции секционных турбобуров заключается в том, что корпус в верхней части снабжен переводником со специальной конической резьбой, а верхняя часть вала снабжена соединительной полумуфтой. Положение ротора относительно статоров регулируется с помощью специального кольца 13, установленного между турбиной и осевой опорой.

В корпусе секций статоры закрепляют с помощью ниппеля 17, который имеет цилиндрическую или коническую резьбу, вызывающую необходимость использования регулировочного кольца 16 для создания необходимой нагрузки на диски статора.

Средняя и верхняя секции турбобуров не имеют осевых опор, так как при использовании самостоятельных опорных элементов конструкция соединительного узла значительно усложняется. Положение ротора относительно статора в верхних секциях определяется высотой регулировочного кольца 4, которое располагается между соединительным переводником и дисками статора. Закрепление системы статоров в корпусах верхних и средних секций осуществляется с помощью конической резьбы с подбором высоты регулировочного кольца, за исключением некоторых турбобуров.

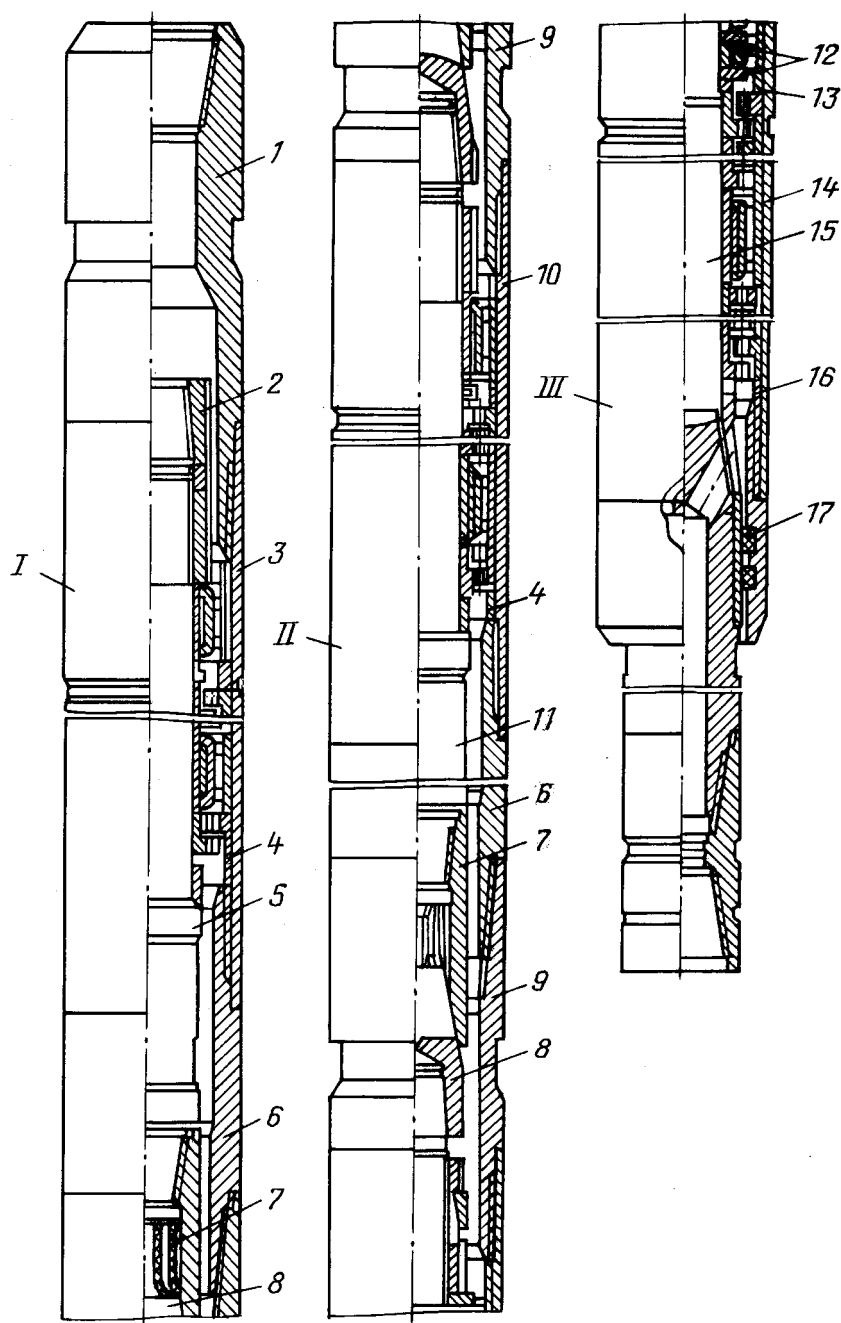


Рис. 20.8. Секционный турбобур ЗТС:

I, II, III — верхняя, средняя и нижняя секции соответственно; 1 — переводник; 2 — контргайка; 3, 10, 14 — корпуса верхней, средней и нижней секций; 4 — регулировочные кольца средней и верхней секций; 5, 11, 15 — валы верхней, средней и нижней секций; 6, 9 — верхний и нижний соединительные переводники; 7, 8 — верхняя и нижняя полумуфты; 12 — осевая опора; 13 — регулировочное кольцо нижней секции; 16 — регулировочное кольцо ниппеля; 17 — ниппель

ШПИНДЕЛЬНЫЕ ТУРБОУРЫ

Шпиндельный турбобур в отличие от секционного имеет осевую опору, вынесенную в отдельный узел. Эти турбобуры предназначены для бурения скважин как обычными шарошечными, так и гидромониторными долотами. Возможность бурения гидромониторными долотами обусловлена снижением утечек в зазоре между валом и ниппелем, так как в шпиндельных турбобурах осевая опора непроточная и размещается в нижней части турбобура.

Шпиндельные турбобуры изготавливают диаметром 240, 195, 185, 172 и 164 мм. Турбобуры диаметром 195 и 172 мм предназначены для бурения скважин алмазными долотами.

В шпиндельных турбобурах ЗТСШ к осевой опоре присоединяют две или три турбинные секции. Устройство шпинделя показано на рис. 20.9.

Шпиндель включает вал 17, который размещается в корпусе 14. Вал снабжен двумя радиальными опорами 7, 13. Осевая опора 11 представляет собой набор дисков пяты 9 и резинометаллические подпятники 10. Вал шпинделя снабжается уплотнительными кольцами 8, 12.

Втулки служат в качестве регулировочных колец резьбы корпуса. Турбинная секция присоединена к шпинделю с помощью переводника 1 и нижней полумуфты 2. Затяжка деталей в корпусе осуществляется с помощью ниппеля 16, а на валу — гайкой 6, которая закрепляется с помощью колпак 5 и контргайки 4. Для присоединения долота вал снабжен в нижней части переводником 18.

Шпиндельные турбобуры ЗТСШ-7¹/₄" ТЛ и ЗТСШ-6¹/₂" ТЛ изготавливают с турбинами точного литья. В шифр таких турбобуров добавляют буквы ТЛ. Ос-

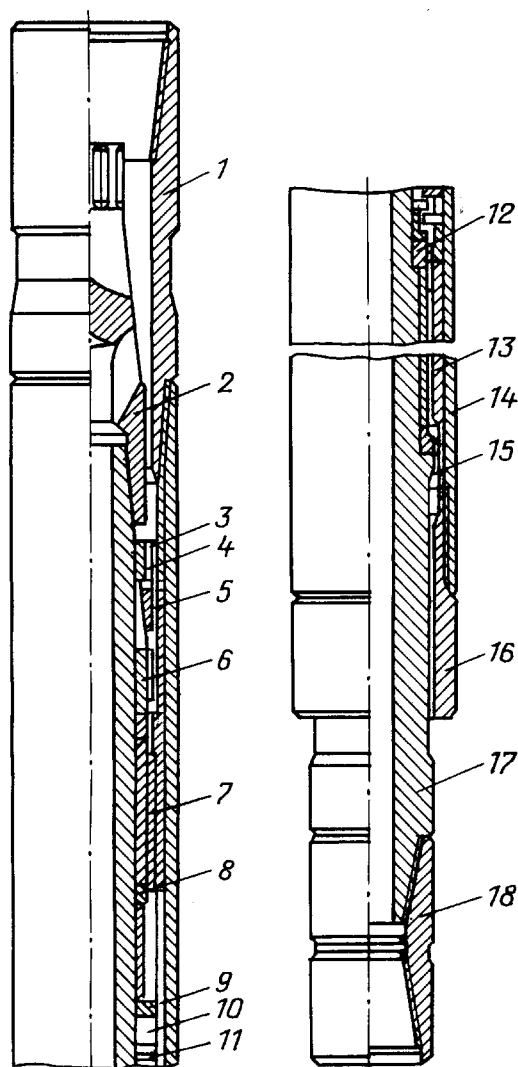


Рис. 20.9. Шпиндель турбобура:

1, 18 — переводники; 2 — нижняя полумуфта; 3, 15 — регулировочные кольца; 4 — контргайка; 5 — колпак; 6 — гайка; 7, 13 — радиальные опоры; 8, 12 — уплотнительные кольца; 9 — пяты; 10 — подпятник; 11 — осевая опора; 14 — корпус; 16 — ниппель; 17 — вал

Таблица 20.5

Техническая характеристика шпиндельных турбобуров

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при $N_{\max}$, Н·м	Частота вращения при $N_{\max}$, с^{-1}	Перепад давления при $N_{\max}$, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр, мм
ЗТСШ-240	30/16,5	315	32	2648	7,4	5,5	23,3	5975	240
ЗТСШ-195	26/16,5	330	30	1481	6,6	3,9	25,7	4790	195
ЗТСШ-195ТА	24/18	318	40	1746	5,9	2,9	25,7	4325	195
ЗТСША-195ТА	21/16,5	327	30	1961	12,1	6,5	25,9	4745	195
ЗТСШ-172	28/16	336	25	1765	10,4	8,8	25,4	3530	172

Примечание. $N_{\max}$ — максимальная мощность турбобура; плотность жидкости — 1000 кг/м^3 (техническая вода).

тальные турбобуры типа ЗТСШ могут поставяться с турбинами точного литья или с обычными турбинами, отлитыми в земляные формы.

Для повышения эффективности использования турбобуров за счет большей взаимозаменяемости как деталей, так и сборочных единиц, вплоть до секций, была проведена унификация серийных турбобуров. При этом за основу были приняты шпиндельные турбобуры ЗТСШ (табл. 20.5). Эти турбобуры можно использовать как в односекционном, так и многосекционном исполнении.

ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ ТУРБОБУРЫ С ПРЕДЕЛЬНЫМИ ТУРБИНАМИ

Турбобуры типов А9К5Са, А7Н4С и А6К3С предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонных скважин. Высокие энергетические показатели турбобуров позволяют бурить скважины не только обычными шарошечными, но и гидромониторными и алмазными долотами.

Турбобуры типа А диаметрами 240, 195 и 164 мм выпускаются Кунгурским машиностроительным заводом. Высокомоментные турбобуры изготовляют в двухсекционном исполнении. При бурении неглубоких скважин нижнюю секцию используют в качестве самостоятельного турбобура.

Конструкция турбобура показана на рис. 20.10. Особенностью высокомоментных турбобуров является то, что они снабжены турбинами, состоящими из статоров 23 и роторов 24, перепад давлений на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается от режима холостого хода к тормозному режиму. Это объясняется тем, что в высокомоментных турбобурах использованы высокоциркулятивные турбины. Постоянный перепад давления в таких турбинах обеспечивается с помощью перепускного клапана, позволяющего сбрасывать часть жидкости в затрубное пространство, минуя турбобур. В результате достигается стабильный режим работы турбины при переменном расходе жидкости. В нижней секции турбобура устанавливаются 110 ступеней турбин, в верхней секции — 128 ступеней турбин типа Э43-50-31/18.

В высокомоментных турбобурах использованы шаровые опоры. Упорно-радиальная пята качения 28 расположена в нижней секции турбобура и выполнена в виде 10-рядного шарикоподшипника бесшарикоподшипниковой конструкции. Для защиты осевой опоры от попадания абразивных частиц турбобур снабжен торцевой парой 27, выполняющей роль сальника.

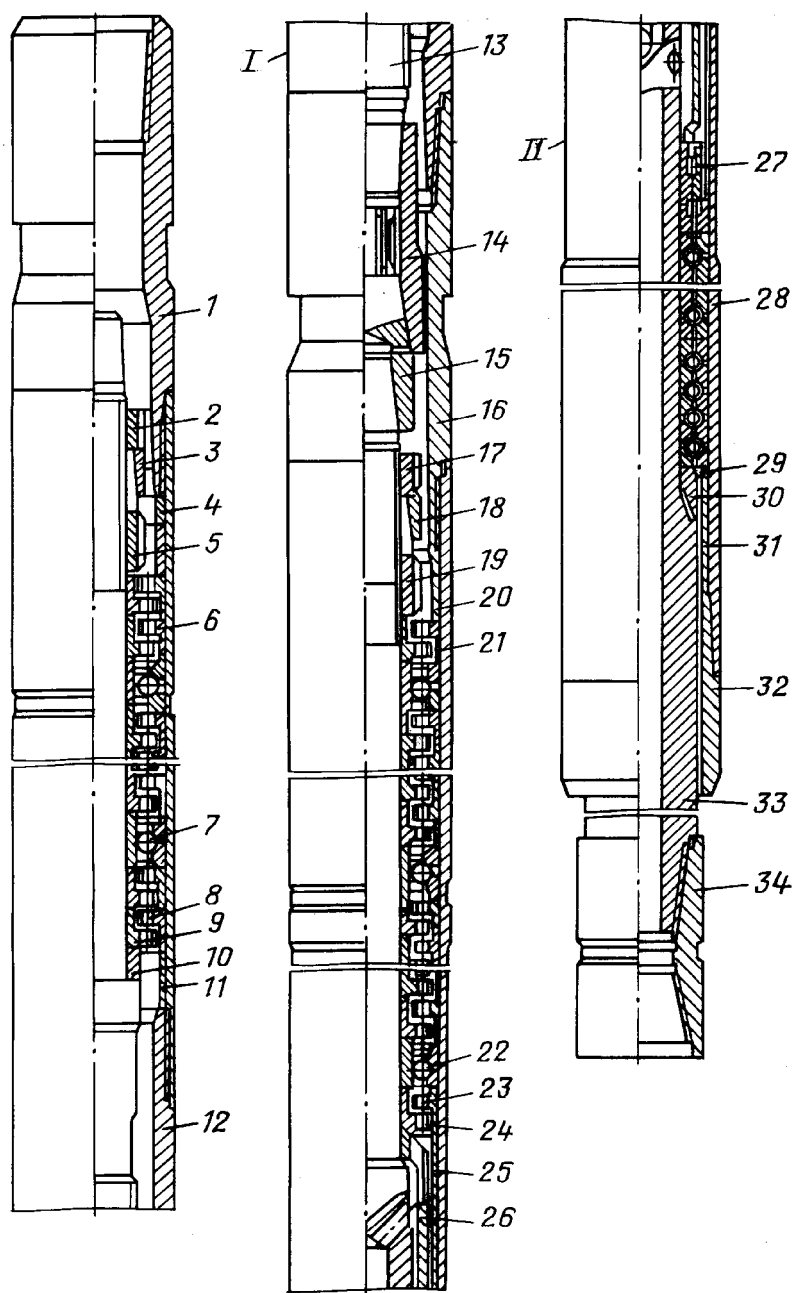


Рис. 20.10. Турбобур А7Н4С:

I, II — верхняя и нижняя секции соответственно; 1 — переводник корпуса; 2, 17 — контргайка; 3, 18 — колпак; 4 — регулировочное кольцо резьбы; 5, 19 — роторная гайка; 6, 21 — корпус; 7, 22 — средняя шаровая опора; 8, 23 — статор; 9, 24 — ротор; 10, 26 — втулка вала; 11 — регулировочное кольцо турбины; 12 — соединительный переводник; 13 — вал верхней секции; 14, 15 — верхняя и нижняя полумуфты; 16 — переводник корпуса; 20, 25 — втулка корпуса; 27 — торцовый сальник; 28 — упорно-радиальный подшипник; 29 — упорная втулка; 30 — упор; 31 — регулировочное кольцо; 32 — ниппель; 33 — вал; 34 — переводник вала

Рис. 20.11. Клапанная перепускная приставка

В верхней части турбобура расположены ступени турбобура, перемежающиеся с промежуточными шаровыми опорами 22, выполненными в виде однорядных шарикоподшипников бессепараторной конструкции. Число шаров в средней опоре взято с расчетом пропуска промывочной жидкости через подшипник.

Положение роторов относительно статоров в нижней секции регулируется с помощью кольца 31, а в верхней секции — с помощью кольца 11. Статоры крепятся в корпусах с помощью переводников с конической резьбой, с соответствующим подбором высоты регулировочных колец 4 и 31.

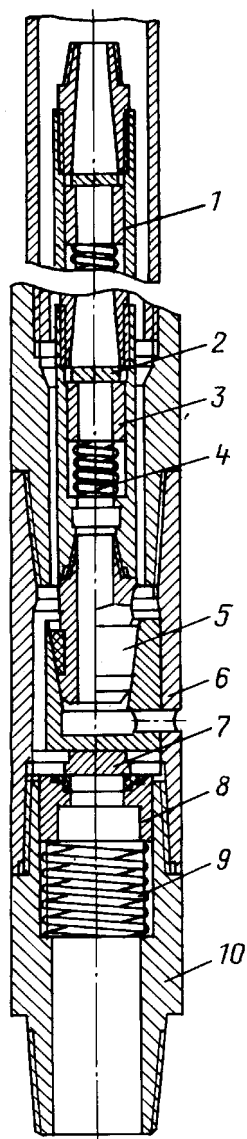
Корпуса соединены между собой с помощью соединительных переводников 16 и 12, а валы секций — конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней 15 и верхней 14 полумуфт.

Высокомомментные турбобуры типа А7Н снабжают приставкой, в которой размещены перепускной или редукционный клапаны (рис. 20.11). Клапанная приставка состоит из корпуса 6 и переводника 10, снабженных замковыми резьбами для присоединения в разъеме буровой колонны. В переводнике размещен обратный клапан, состоящий из седла 7, поршня 8 и пружины 9, и гнездо, в котором устанавливается корпус 1 перепускного клапана с помощью хвостовика 5. Перепускной клапан имеет седло 2, к которому прижимается втулка 3, снабженная пружиной 4. Перепускной клапан представляет собой многоступенчатую конструкцию; в каждой ступени срабатывается 0,5—0,6 МПа. При увеличении числа клапанов срабатываемое давление пропорционально возрастает. Например, если общий перепад давления должно быть 5,0—6,0 МПа, то клапан собирают из 10 секций.

Редукционный клапан устанавливают непосредственно над турбобуром или в любом другом разъеме буровой колонны. Клапан может быть размещен непосредственно в манифольде бурового насоса.

Клапанную приставку без редукционного клапана можно использовать при бурении турбобурами других типов для облегчения заполнения инструмента промывочной жидкостью и уменьшения зашламования турбобура, а также для ускорения продавливания и выравнивания раствора. В этом случае клапанную приставку устанавливают непосредственно над турбобуром или на удалении нескольких свечей. Перед началом бурения в бурильные трубы сбрасывают хвостовик-заглушку, который, опускаясь в седло клапанной приставки, перекрывает дренажное отверстие.

Турбобуры типа А7Н можно использовать также без перепускного клапана.



ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ ТУРБОБУРЫ С СИСТЕМОЙ ГИДРОТОРМОЖЕНИЯ

Турбобуры типа АГТШ с системой гидродинамического торможения предназначены для бурения глубоких скважин шарошечными долотами, но их можно применять и при алмазном бурении. Машиностроительные заводы Минхиммаша выпускают турбобуры АГТШ с диаметром корпуса 164, 195 и 240 мм (табл. 20.6).

Турбобуры состоят из трех секций и шпинделя. Две турбинные секции содержат многоступенчатую высокоциркулятивную турбину. В третьей устанавливают ступени гидродинамического торможения (ГТ). Ступени ГТ состоят из статора и ротора, конструкция лопаток венцов которых обеспечивает безударное обтекание жидкостью на тормозном режиме. При вращении такого ротора возникает крутящий момент, противоположный моменту, развиваемому турбиной турбобура. Значение тормозящего момента пропорционально частоте вращения вала.

В шпинделе турбобура установлен упорно-радиальный шарикоподшипник серии 128000. В качестве уплотнения вала используют круглые резиновые кольца ПРУ.

Многосекционные турбобуры. Существующая технология турбинного бурения в большинстве случаев основана на применении серийных турбобуров АГТШ или ЗТСШ1 в том виде, в каком они поставляются машиностроительными заводами. Энергетические характеристики этих турбобуров, как правило, не удовлетворяют оптимальным параметрам отработки шарошечных долот и гидравлической программе бурения. Особенно это относится к применению новых шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами (ГНУ и ГАУ), а также к использованию одного бурового насоса при бурении скважины.

В целях снижения частоты вращения долота и наращивания крутящего момента на валу турбобура применяют многосекционные (свыше трех секций) турбинные сборки. Серийные турбобуры, собранные из пяти — шести турбинных секций, позволяют эффективно обрабатывать высокопроизводительные долота при пониженных расходах бурового раствора, а также предоставляют технологам значительно более широкие возможности для выбора оптимальных параметров режима бурения.

В дальнейшем усовершенствованные многосекционные турбобуры испытывали при бурении глубоких скважин в РФ и за рубежом как с отечественными, так и с американскими долотами. Стойкость шарошечных долот производства США составляла 15 — 60 ч.

Таблица 20.6

Техническая характеристика высокомоментных турбобуров типа АГТШ

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней		Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при $N_{\max}$, Н·м	Частота вращения при $N_{\max}$, с ⁻¹	Перепад давления при $N_{\max}$, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр, мм
		турбины	ГТ							
А9ГТШ	А9К5Са	210	99	45	3060	4,9	5,5	23,3	6165	240
А7ГТШ	А7Н4С	228	114	30	1814	6,0	6,9	24,9	4425	195
А6ГТШ	А6К3С	240	75	20	779	6,9	4,5	24,5	2960	164

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м³.

По всей конструктивной схеме многосекционный турбобур не отличается от серийного. Однако увеличение числа турбинных секций предъявляет более высокие требования к надежности работы шпинделя турбобура. Он должен быть не только более надежным, но и более долговечным, чем применяемые в настоящее время шпиндели серийных турбобуров. Этим требованиям отвечают шпиндели с лабиринтным дисковым уплотнением типа ШФД, которыми в скором времени будут оснащаться серийно выпускаемые турбобуры.

Многосекционный турбобур является дорогой машиной, поэтому его срок службы до списания должен быть увеличен не менее чем до 2000 ч. По результатам испытаний таких турбобуров со шпинделями типа ШФД их долговечность составляет 2000 – 4000 ч.

Формирование энергетической характеристики многосекционного турбобура может осуществляться несколькими путями: использованием турбин разных типов, их сочетанием со ступенями ГТ, а также регулированием расхода бурового раствора через турбину.

В табл. 20.7 приведена техническая характеристика современных многосекционных турбобуров, собираемых из серийно выпускаемых машин типов АГТШ и ТСШ1.

Турбобур с независимой подвеской. Увеличение числа секций турбобура позволяет сформировать оптимальную энергетическую характеристику для бурения шарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и алмазными породоразрушающими инструментами. Этот путь представляется наиболее простым и надежным, однако требует более квалифицированного подхода к сборке и регулированию турбинных секций. С целью упростить эти операции и сделать секции взаимозаменяемыми разработана конструкция турбобура с независимой подвеской.

Каждая турбинная секция с независимой подвеской имеет свой упорный шарикоподшипник. Корпуса секций соединяют между собой с помощью конической резьбы. Валы, соединенные квадратными полумуфтами, могут свободно перемещаться в осевом направлении. В результате такой компоновки секций износ упорного подшипника шпинделя не влияет на осевой зазор между статором и ротором турбины. Последний определяется только износом подшипников, установленных в турбинных секциях. Поскольку осевая нагрузка на эти подшипники действует только с одной стороны и практически не имеет динамической составляющей, то этот износ легко прогнозируется. При сборке ротор турбины устанавливают в крайнее верхнее положение относительно статора, что позволяет увеличить время

Таблица 20.7

Техническая характеристика многосекционных турбобуров

Тип сборки турбобура	Число турбинных секций	Число ступеней		Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max} , Н·м	Частота вращения при N_{max} , с ⁻¹	Перепад давления при N_{max} , МПа	Длина турбобура, м	Диаметр турбобура, мм
		турбины	ГТ						
5А9ГТШ	5	315	210	32	2221	3,4	6,2	42	240
6А7ГТШ	6	348	348	26	1893	4,3	10,4	49	195
6ТСШ1-195ТЛ	6	636	—	30	1742	4,4	3,4	49	195
5А6Ш	5	630	—	18	1575	8,1	9,8	40	164

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м³.

работы упорного подшипника секции. По данным промысловых испытаний, наработка турбинной секции на отказ укладывается в диапазон 120—350 ч.

Следует отметить, что упорный подшипник шпинделя работает в тяжелых условиях. Действующая на него реакция забоя скважины переменна по значению и частотам возмущения. Динамические силы приводят к интенсивному изнашиванию этого подшипника. Однако допустимый осевой люфт в опоре может составлять порядка 16—20 мм, поэтому наработка на отказ может быть вполне соизмерима и даже выше, чем у шпинделя обычного типа, но только в тех случаях, когда изнашивание опоры не сопровождается расколом отдельных ее элементов (обоймы, шаров).

Турбобур с независимой подвеской может быть собран с турбиной любого типа. В каждой секции можно установить по 80—90 ступеней.

Ниже приведена характеристика трехсекционного турбобура А7ГТШМ (при плотности жидкости 1000 кг/м³):

Число ступеней:	
турбины	249
ГТ	66
Расход жидкости, л/с	28
Крутящий момент при $N_{\max}$, Н·м	1800
Частота вращения при $N_{\max}$, с ⁻¹	5,2
Перепад давления при $N_{\max}$, МПа	7

Турбобуры с «плавающим» статором обладают теми же преимуществами, что и турбобуры с независимой подвеской секций. Однако в отличие от первых осевая опора шпинделя имеет повышенную гидравлическую нагрузку.

Каждый статор такого турбобура имеет свободу перемещения в осевом направлении и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента. Каждый ротор представляет собой и пята для соответствующего статора, которые не имеют проставочных дистанционных колец.

Такое исполнение ступени турбины позволяет, с одной стороны, до максимума увеличить средний диаметр турбины, а с другой — до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удастся разместить ступени турбин, число которых в 1,4 раза больше, чем у серийных турбобуров. Недостатком этой конструкции является свободный выход бурового раствора на внутреннюю поверхность корпуса турбинной секции.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми зазорами турбины и осевой опоры шпинделя позволяет исключить из практики турбинного бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Турбобур состоит из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник ШШО-172 (538920) и резинометаллическая пята ПУ-172.

Турбобуры с диаметром корпуса 172 мм с плавающими статором прошли промышленные испытания в Главтюменнефтегазгеологии. Средняя наработка турбобура на отказ (по шпинделю) составила 210 ч. Межремонтный период турбинных секций — более 500 ч.

В табл. 20.8 приведена техническая характеристика турбобуров с диаметром корпуса 172 мм — ТПС-172 и 195 мм — ЗТСШ1М1-195.

Турбобур с полым валом, разработанный во ВНИИБТ, предназначен

Техническая характеристика турбобуров с плавающим статором

Тип турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при $N_{\max}$, Н·м	Частота вращения при $N_{\max}$, с ⁻¹	Перепад давления при $N_{\max}$, МПа
ТПС-172	435	25	2100	7,5	6,57
ЗТСШ1М1-195	435	30	2875	6,85	5,97

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м³.

для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами в сложных горно-геологических условиях. Турбобур состоит из турбинных секций и шпинделя. В зависимости от условий эксплуатации возможно использование от трех до шести турбинных секций для обеспечения требуемой характеристики турбобура.

Турбинные секции состоят из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на четырех резинометаллических радиальных опорах. В пространстве между корпусом и валом установлено около 100 ступеней турбины. Концы вала оборудованы конусно-шлицевыми полумуфтами, внутри которых имеются уплотнительные элементы, предотвращающие утечку бурового раствора из полости вала к турбине. При сборке турбинных секций соблюдаются заданные размеры вылета и утопания полумуфт для обеспечения необходимого положения роторов относительно статоров.

Шпиндель турбобура состоит из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на резинометаллических радиальных опорах и упорно-радиальном шариковом подшипнике серии 128000. При необходимости нижний конец корпуса шпинделя можно оборудовать стабилизатором, при этом на нижний конец вала устанавливают удлинитель, который центрируется внутри стабилизатора резинометаллической радиальной опорой.

При сборке турбинных секций предусмотрена возможность установки стабилизаторов между турбинными секциями или между турбинной секцией и шпинделем. Для этого на нижнем переводнике турбинной секции на резьбе закрепляют стабилизатор, а на нижнем конце вала — удлинитель соответствующей длины так, чтобы не изменять ранее отрегулированные присоединительные размеры утопания и вылетов полумуфт.

Наличие полых валов турбинных секций и шпинделя позволяет осуществлять следующие операции:

поддерживать в насадках долота перепад давлений в 6—9 МПа без дополнительного нагружения буровых насосов;

определять пространственное положение ствола скважины в непосредственной близости от долота без подъема буровой колонны на дневную поверхность;

на основании проведенных измерений корректировать осевую нагрузку на долото для управления процессом набора, сброса или стабилизации угла искривления ствола скважины;

прокачивать через полость валов, минуя турбину, разного рода наполнители;

спускать в аварийных случаях в полость вала приборы для определения места прихвата ПО-50 по ТУ 39-020—75 и торпеды, например ТШ-35, ТШ-43, ТШ-50 по ТУ 25-04-2726—75, ТУ 25-04-2702—75 или ТДШ-25-1, ТДШ-50-2 по ТУ 39/5-137—73 и ТУ 39/5-138—73;

Таблица 20.9

Техническая характеристика турбобуров с полым валом

Шифр турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости через турбину, л/с	Крутящий момент при $N_{\max}$, Н·м	Частота вращения при $N_{\max}$, с ⁻¹	Перепад давления при $N_{\max}$, МПа	Диаметр долота, мм
ТПВ 240	552	30	2800	5,7	6,7	311; 295,3; 269,9
А7ПВ	588	22	1600	4,9	4,9	215,9; 212,2
ТПВ/178	552	17	1200	7,6	10	215,9; 212,2

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м³.

Таблица 20.10

Техническая характеристика турбобура с редуктором-вставкой

Тип турбинной секции	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м		Перепад давления при $N_{\max}$, МПа
		предельный	при $N_{\max}$	
ЗТСША-195ТА	24	4826	2413	2,7
ЗТСШ1-195	40	4806	2403	3,6
А7ТШ	30	3650	1825	3

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м³.

продавливать буровой раствор и выравнивать его свойства через полый вал с последующим сбросом гидромониторного узла (такая операция позволяет во много раз сократить время для проведения указанных работ).

В табл. 20.9 дана техническая характеристика турбобуров с полым валом.

Турбобур с редуктором-вставкой типа РМ предназначен для эффективного использования шарошечных долот с маслonaполненными опорами при технологически необходимом расходе бурового раствора и уменьшенном, по сравнению с другими гидравлическими двигателями, перепаде давления.

Маслonaполненный редуктор-вставку применяют в сочетании с турбинными секциями и шпинделем серийно выпускаемых турбобуров. Редуктор-вставку устанавливают между шпинделем и турбинными секциями, он имеет планетарную передачу и систему маслозащиты передачи и опор.

Планетарная передача двухрядная, зубчатая, с косозубым зацеплением Новикова. Система маслозащиты имеет уплотнения торцового типа. Выходной вал с помощью шлицевой муфты соединен с валом шпинделя, а входной вал с помощью полумуфты — с турбинными секциями.

Редуктор-вставка является автономным узлом, который можно заменить непосредственно на буровой. Техническая характеристика турбобура с редуктором-вставкой и турбинами разных типов дана в табл. 20.10 (турбинная секция во всех случаях одна).

При испытаниях турбобуров средняя наработка на отказ маслonaполненного редуктора составила 100—115 ч, а при бурении скважин с высокими забойными температурами (свыше 150 °С) — около 40 ч.

ШПИНДЕЛЬ С ЛАБИРИНТНЫМ ДИСКОВЫМ УПЛОТНЕНИЕМ

В настоящее время нашли промышленное применение и подготовлены для серийного производства шпиндели типа ШФД с лабиринтным

дисковым уплотнением. Они предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до 25 с^{-1} . Эти шпиндели обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 1,5–2,5 раза по сравнению с шпинделями серийно выпускаемых конструкций. Увеличение наработки на отказ достигается благодаря частичной изоляции картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу. Такая изоляция обеспечивается оборудованием верхней части вала шпинделя расходным лабиринтным уплотнением и установкой между лабиринтным уплотнением и уплотнениями картера осевой опоры дренажной втулки, отверстия которой сообщаются с пространством скважины.

Уплотнители картера осевой опоры, выполненные из эластичного материала, укреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, который закреплен в корпусе; при этом число пар уплотнитель — диск равно восьми.

Для соединения с турбинными секциями, расположенными выше, вал шпинделя оборудован в верхней части конусно-шлицевой полумуфтой, которая одновременно служит для сжатия пакета деталей, набранных на валу. Для центрирования вала использованы резинометаллические радиальные опоры: одна из них установлена между полумуфтой и лабиринтным уплотнением, две другие — в нижней части вала. Лабиринтное уплотнение, состоящее из набора парных дисков ротора и статора, рассчитано на работу с перепадом давлений в насадках долота до 7 МПа. В картере осевой опоры между двумя блоками уплотнителей установлен упорно-радиальный шариковый подшипник серии 128000.

По результатам сравнительных испытаний, проведенных в ПО «Куйбышевнефть», шпиндель ШФД -195 имеет наибольшую наработку на отказ — 183 ч — среди всех негерметизированных конструкций новых шпинделей турбобуров, разработанных ВНИИБТ. Конструктивная характеристика шпинделей приведена ниже:

Шифр шпинделя.....	ШФД-240	ШФД-195
Наружный диаметр, мм	240	195
Масса, кг.....	1310	910
Внутренний диаметр корпуса.....	205	165
Наружный диаметр вала, мм	115	105
Общая длина, мм.....	4650	4600
Число радиальных опор.....	3	3
Шифр подшипников по ТУ 37.006.042–81.....	128723	128721К
Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15–72:		
к турбинной секции.....	РКТ-208	З-117
к долоту	З-147	З-117
корпуса.....	РКТ-218	РКТ-177
верхней части вала.....	МК-116	МК-105
нижней части вала.....	З-133	З-117

ГЕРМЕТИЗИРОВАННЫЙ МАСЛОПОЛНЕННЫЙ ШПИНДЕЛЬ

В настоящее время также нашли промышленное применение и подготовлены для серийного производства герметизированные маслонаполненные шпиндели типа ШГД. Эти шпиндели предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до 15 с^{-1} . Они обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 2–4 раза по сравнению со шпинделями серийно выпускаемых турбобуров.

Увеличение наработки на отказ в шпинделях ШГД достигается полной герметизацией картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу; при этом картер осевой опоры заполнен смазочным материалом. Надежная герметизация картера осевой опоры обеспечивается тем, что на герметизацию уплотнения не действует перепад давлений, получаемый в насадках долота. Это стало возможным при использовании расходного лабиринтного уплотнения, аналогичного применяемому в шпинделях ШФД. Лабиринтное уплотнение установлено в верхней части вала над герметизирующими элементами. Раствор, прошедший через лабиринтное уплотнение, сбрасывается в затрубное пространство через отверстия в корпусе, расположенные над герметизирующими элементами. Эти элементы, выполненные из эластичного материала, закреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, закрепленным в корпусе.

Вал центрируется относительно корпуса тремя резинометаллическими радиальными опорами, одна из которых установлена в верхней части вала, две другие — в нижней. Полумуфта закрепляется на валу малоконусной резьбой с внутренним упорным торцом. Одновременно она своим наружным торцом сжимает пакет деталей, набранных на валу. С турбинными секциями, расположенными выше, полумуфта скрепляется конусно-шлицевым соединением, имеющим такие же присоединительные размеры, как и полумуфта серийно выпускаемого турбобура. Лабиринтное уплотнение состоит из набора парных дисков ротора и статора. Оно рассчитано на работу с перепадом давлений в насадках долота до 7 МПа. Для предотвращения попадания шлама в лабиринтные диски следует поддерживать перепад давлений в насадках долота не менее 2 МПа.

Герметизирующие уплотнители установлены над картером осевой опоры и под ним и объединены для удобства монтажа и демонтажа в отдельные блоки. По принятой классификации герметизирующие элементы состоят из двух частей: одна из них установлена в среде бурового раствора, другая — в среде смазочного материала. При этом между этими частями образуется буферная зона, которая через регулирующий клапан соединена с картером осевой опоры.

Назначение клапана комплексное:

- поддержание заданного начального давления смазочного материала (СМ) в картере осевой опоры как во время заправки, так и в процессе работы, когда происходит увеличение объема СМ вследствие его разогрева;

- создание встречного движения СМ буровому раствору в пределах буферной зоны между двумя уплотнителями и продавливание смазочного материала между торцами уплотнителя и антифрикциона;

- возможность секционирования герметизирующих элементов с одновременным исключением воздушных пробок между герметизирующими элементами благодаря перетоку СМ через клапан;

- равномерное распределение давления по всем образованным буферным зонам;

- вывод остатков воздуха при заправке шпинделей СМ.

Клапан установлен в диске, закрепляемом в корпусе.

Наряду с шариковым подшипником типа 128700 по ТУ 37.006.042–81 предусмотрено использовать опору скольжения.

В качестве смазки очного материала применяют промышленное масло нигрол.

Конструкция шпинделя допускает дозаправку или полную замену СМ на буровой, для чего верхняя и нижняя части картера имеют заправочные втулки.

В настоящее время ведутся работы по использованию смазочных материалов, обладающих высокоэффективными тормозящими свойствами. С внедрением таких СМ применение герметизированных шпинделей станет еще более эффективным, так как тормозное устройство станет наиболее компактным из всех известных.

В результате сравнительных испытаний новых шпинделей турбобуров конструкция шпинделя ШГД-195 признана наиболее надежной и долговечной. Его средняя наработка на отказ составила 294 ч.

Ниже приведена конструктивная характеристика шпинделей ШГД:

Шифр шпинделя	ШГД-240	ШГД-195
Наружный диаметр, мм	240	195
Масса, кг	2200	1450
Внутренний диаметр корпуса, мм	205	165
Наружный диаметр вала, мм	115/130	105/115
Общая длина, мм	7700	7650
Число радиальных опор	3	3
Число уплотнителей картера	8	8
Общий объем смазочного материала, дм ³	36	24
Число лубрикаторов	3	3
Шифр подшипников по ТУ 37.006.042–81	128723	128721К
Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15–72:		
к турбинной секции	РКТ-208	3-117
к долоту	3-147	3-117
корпуса	РКТ218	РКТ177
верхней части вала	МК116	СПМК105
нижней части вала	3-133	3-117

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИНЫ

Турбина современного турбобура является многоступенчатой, осевого типа и состоит из системы статоров и системы роторов. Как правило, система статоров связана с корпусом, а система роторов — с валом турбобура.

При постоянном значении расхода бурового раствора через турбину развиваемый ею крутящий момент M определяют по формуле Эйлера

$$M = Q\rho r(C_{1u} - C_{2u})z, \quad (20.1)$$

где Q — объемный расход жидкости; ρ — плотность жидкости; r — средний радиус турбины; C_{1u} , C_{2u} — проекции абсолютной скорости потока жидкости, протекающего соответственно через статор и ротор, на направление окружной скорости турбины; z — число ступеней турбины.

Эффективный перепад давления на турбине

$$p_3 = \rho u^2 z, \quad (20.2)$$

где u — окружная скорость турбины на среднем диаметре.

Развиваемый турбиной крутящий момент зависит от режима ее работы, т.е. от частоты вращения ротора турбины. Для большинства современных турбин эта зависимость линейна и определяется уравнением

$$M = M_r(1 - n/n_x), \quad (20.3)$$

где M_t — тормозной (предельный) крутящий момент; n — частота вращения; n_x — частота вращения на холостом режиме (предельная).

Совокупность зависимостей крутящего момента, перепада давления, мощности и коэффициента полезного действия (КПД) от частоты вращения называется *энергетической характеристикой* турбины. Турбина турбобура обладает серийной характеристикой. Однако это не означает, что работа турбобура может осуществляться на всех режимах от холостого до тормозного. Известно, что при увеличении осевой нагрузки частота вращения вала турбобура сначала уменьшается, затем турбобур начинает работать неустойчиво, а потом резко останавливается — «срывается».

«Срыв» турбобура объясняется многими факторами, основными из которых являются нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в пяте турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения, низкочастотные колебания момента сопротивления вследствие вибрации и неравномерной подачи бурильного инструмента, перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости. Все эти факторы приводят к тому, что устойчивая работа турбобура возможна только с определенным, как правило, не менее чем двукратным запасом крутящего момента, т.е. на режимах, располагающихся правее от режима максимальной мощности.

Эти режимы в большинстве случаев характеризуются также и максимальным значением механической скорости проходки, поэтому условно режим максимальной мощности можно считать рабочим режимом турбобура.

Чем глубже забой скважины, чем больше искривлен ее ствол, чем более моментоемкое долото используется при бурении, тем выше вибрация бурильного инструмента. Кроме того, чем больше перемежаемость горных пород, тем ближе к холостому режиму должен располагаться рекомендуемый рабочий режим турбобура и тем соответственно ниже должна быть холостая частота его вращения.

Для расчета характеристики турбины можно использовать преобразованные формулы, определяющие крутящий момент, и перепад давления на режиме максимальной мощности:

$$M = 2\pi Q \rho r^2 n z; \quad (20.4)$$

$$p = 4\pi^2 \rho r^2 \frac{r z}{\eta}, \quad (20.5)$$

где p — перепад давления на турбине; η — максимальный КПД.

При перерасчете показателей характеристики турбины на другие значения расхода, плотности жидкости и числа ее ступеней следует пользоваться выражениями

$$n \sim Q; M \sim Q^2; p \sim Q^2; N \sim Q^3; \eta_{in} \sim Q; \\ n_{in} \sim \rho; M \sim \rho; p \sim \rho; N \sim \rho; \eta_{in} \sim \rho; \quad (20.6)$$

$$n_{in} \sim z; M \sim z; p \sim z; N \sim z; n_{in} \sim z,$$

где N — мощность турбины.

Турбины турбобуров изготавливают из низколегированной стали преимущественно цельнолитыми в земляные формы и составными, когда лопаточный венец выплавляют методом точного литья по моделям. Впускают

Таблица 20.11

Основные показатели стендовых энергетических характеристик серийных и опытных турбин турбобуров

Тип турбины	Диаметр турбобура, мм	Расход раствора, л/с	Тормозной момент, Н·м	Частота холостого вращения, с ⁻¹	Перепад давления, МПа		Максимальный КПД, %
					рабочий	максимальный	
30/16,5-240	240	40	24,58	17,3	0,0262	0,0262	63,8
A9K5Ca			22,02	14,0	0,0252	0,0324	40,4
26/16,5-196	195	28	8,07	13,9	0,0113	0,0113	55,3
A7H4C			12,59	18,5	0,0287	0,0363	40,5
24/18-195ТЛ			4,74	8,2	0,0048	0,0048	47,4
24/18-195ТПК			5,63	8,1	0,0057	0,0057	42,3
A7ПЗ			16,77	18,3	0,0320	0,0363	38,2
A7П36K			17,69	19,8	0,0259	0,0296	52,8
21/16,5-195АТЛ			16,32	23,2	0,0263	0,0341	70,6
ТД-195АТЛ			16,92	29,2	0,0395	0,0433	65,6
T195K			9,50	13,8	0,0139	0,0139	50,8
28/16-172	172	24	8,22	20,5	0,0239	0,0239	44,2
A6K3C	164	20	6,22	18,1	0,0191	0,0232	39,8

Примечание. Число ступеней — 1; плотность бурового раствора — 1000 кг/м³ (техническая вода).

также лопаточные венцы, изготовленные из пластмассы. Стойкость пластмассовых венцов, как правило, намного ниже стойкости стальных.

Характеристики турбин определяют экспериментально при испытаниях на специальном турбинном стенде (табл. 20.11).

ВНЕШНЯЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОБУРА

Эта характеристика представляет собой графическую зависимость момента и мощности от скорости вращения вала турбины с учетом потерь энергии в осевой опоре. В отличие от стендовой внешняя характеристика позволяет оценить энергетические параметры, непосредственно затрачиваемые турбобуром на процесс разрушения горной породы долотом. Внешнюю характеристику можно получить теоретически или на стенде, дополнительно оборудованном специальными устройствами, позволяющими осуществлять процесс бурения в лабораторных условиях.

Нагрузка P на осевую опору определяется тремя величинами:

$$P = T + G - R, \quad (20.7)$$

где T — гидравлическая сила, возникающая под действием перепада давления на подвижные элементы турбобура; G — вес подвижных деталей турбобура, включая долото; R — реакция забоя, равная по значению осевой нагрузке на долото.

Гидравлическую силу приближенно можно определить по формуле

$$T \approx \frac{\pi D_{\text{ср}}^2}{4} (\Delta p_{\text{п}} + \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{д}}), \quad (20.8)$$

где $\Delta p_{\text{п}}$, $\Delta p_{\text{т}}$, $\Delta p_{\text{д}}$ — перепад давления соответственно в пяте, турбине и долоте; $D_{\text{ср}}$ — осредненный диаметральный размер для серийного турбобура.

Величина в скобках представляет собой общий перепад давления в турбобуре и долоте $\Delta p_{\text{т.д.}}$, поэтому можно записать

$$T \approx F_{\text{ср}} \Delta p_{\text{т.д.}} \quad (20.9)$$

Значение $\Delta p_{\text{т.д.}}$ определяют опытным путем. Эти данные также можно найти в справочной литературе. В современных многосекционных турбобурах осевая гидравлическая сила достигает 120–150 кН.

В результате действия суммарных осевых сил в опоре возникает момент сопротивления, на преодоление которого затрачивается часть энергии турбины турбобура. Момент сил трения в пяте

$$M_{\text{п}} = P \mu r_{\text{п}}, \quad (20.10)$$

где P – осевая нагрузка на пяту; μ – коэффициент трения в пяте; $r_{\text{п}} = (R_{\text{н}}^3 - R_{\text{в}}^3) / (R_{\text{н}}^2 - R_{\text{в}}^2)$ – приведенный радиус трения ($R_{\text{н}}$ и $R_{\text{в}}$ – наружный и внутренний радиусы трущихся поверхностей).

Коэффициент трения резинометаллической пяты зависит от большого числа факторов. Наиболее существенное влияние оказывают удельная нагрузка на трущихся поверхностях, скорость скольжения, качество и количество промывочной жидкости, конструктивное исполнение элементов осевой опоры.

Трение в пяте представляет собой значительную величину. По мере увеличения удельной нагрузки до 0,6–0,8 МПа коэффициент трения снижается до минимума, затем вновь возрастает. Фактическая удельная нагрузка в момент запуска турбобура составляет 0,8–1,2 МПа. Коэффициент трения зависит также от скорости скольжения. Значение коэффициента максимально при страгивании пяты. Этим объясняются затруднения при пуске турбобура.

Внешнюю характеристику турбобура строят с учетом потерь энергии в осевой опоре турбобура. Силы трения в радиальных опорах ввиду их незначительности обычно не учитывают:

$$M_{\text{д}} = M - M_{\text{п}}, \quad (20.11)$$

где $M_{\text{д}}$ – крутящий момент, передаваемый на долото; M – вращающий момент турбины; $M_{\text{п}}$ – момент сопротивления в осевой опоре (пяте).

Момент, развиваемый турбиной, в зависимости от скорости вращения вала представляет собой прямую линию:

$$M_{\text{т}} = M_{\text{max}}(1 - n/n_{\text{max}}). \quad (20.12)$$

Момент сопротивления в пяте можно выразить следующим образом:

$$M_{\text{п}} = \pm (T + G - R) \mu r_{\text{п}}. \quad (20.13)$$

Знак перед скобкой зависит от соотношения величин $(T + G)$ и R . Если $(T + G) > R$, нагрузка на подпятники действует сверху. В этом случае берется знак «+». Знак «–» соответствует условию $(T + G) < R$, когда загружена нижняя поверхность резиновой обкладки подпятника осевой опоры. Равенство $(T + G) = R$ соответствует плавающему режиму работы осевой опоры турбины. При использовании полного выражения $(T + G - R)$ можно в расчетах брать модуль числовых значений, заключенных в скобки.

Рабочий момент турбобура для турбины с известными экстремальными параметрами

$$M_{\text{р}} = M_{\text{max}} \left(1 - \frac{n}{n_{\text{max}}} \right) - |(T + G - R)| \mu r_{\text{п}}. \quad (20.14)$$

Выражение (20.14) можно использовать для построения характеристики турбобура при известной закономерности изменения частоты вращения вала в зависимости от осевой нагрузки на долото. Связь между этими параметрами выражается через моментоемкость долота. Лабораторные и промысловые эксперименты показывают, что момент на долоте можно приближенно выразить формулой

$$M_A = M_{yA} R, \quad (20.15)$$

где M_{yA} — удельный момент.
Тогда

$$R = M_A / M_{yA}. \quad (20.16)$$

Считая, что $M_p = M_A$, и вводя выражение (20.16) в уравнение (20.14), связывают осевую нагрузку на долото с частотой вращения вала турбобура. Взаимосвязь обусловлена тем, что момент сопротивления долота, соответствующий заданной осевой нагрузке, вводится в формулу (20.17), которая выражает функциональную зависимость рабочего момента от частоты вращения вала. При таком решении рабочий момент в любой точке характеристики отражает не фактический момент сопротивления долота, а частоту, при которой это сопротивление преодолевается валом турбобура.

В результате преобразований

$$M_p = \frac{1}{1 \pm \mu r_{\Pi} / M_{yA}} \left[M_{\max} \left(1 - \frac{n}{n_{\max}} \right) \mp (T + G) \mu r_{\Pi} \right]. \quad (20.17)$$

Введя обозначение

$$\psi = \frac{1}{1 \pm \mu r_{\Pi} / M_{yA}}, \quad (20.18)$$

получают

$$M_p = \psi \left[M_{\max} \left(1 - \frac{n}{n_{\max}} \right) \mp (T + G) \mu r_{\Pi} \right]. \quad (20.19)$$

Мощность турбобура, реализуемую на долоте, определяют из условия

$$N_p = M\omega; \quad N = \frac{\pi n}{30} \psi \left[M_{\max} \left(1 - \frac{n}{n_{\max}} \right) \mp (T + G) \mu r_{\Pi} \right]. \quad (20.20)$$

На рис. 20.12 кривые 1 и 2, построенные по формулам (2.19) и (2.20), представляют собой внешнюю характеристику турбобура. Характеристика турбины $M - n$ и $N - n$ показаны линиями 3 и 4. Характеристика момента турбобура представлена двумя прямыми AC и CB , пересекающимися в точке C . Линия CB относится к случаю, когда $R < (T + G)$ — знак «—», линия AC соответствует условию $R > (T + G)$ — знак «+». Точка C представляет собой случай, когда $R = T + G$. Это условие соответствует моменту работы турбобура при разгруженной пята.

Наклон отрезков AC и CB зависит от значения ψ . Коэффициент $\psi > 0$, когда $M_{yA} > \mu r_{\Pi}$. В этом случае линия CB наклонена влево от вертикали, так как удельный момент на долоте больше удельного момента трения в пята и

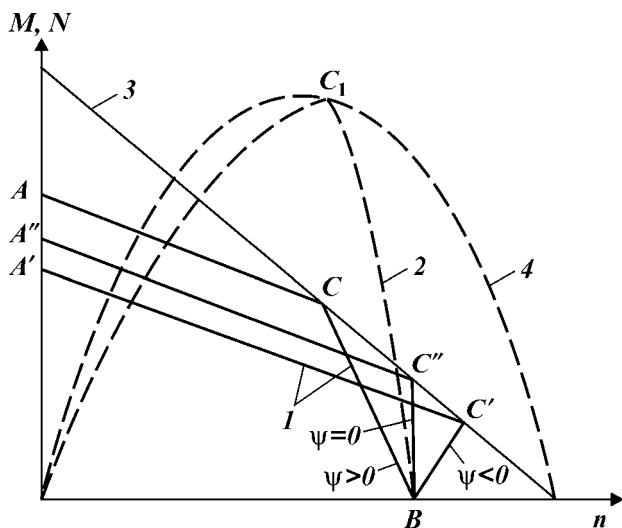


Рис. 20.12. Внешняя характеристика турбобура

повышение нагрузки на долото вызывает общее повышение загруженности вала турбобура. Когда удельный момент на долоте меньше удельного момента сопротивления пяты, повышение нагрузки на долото вызывает снижение момента сопротивления вала турбобура (линия $C'B$). Этому случаю соответствует условие $\psi < 0$. При $\psi = \infty$ линия $C''B$ вертикальна. Тогда изменение нагрузки до точки C'' не влияет на загруженность вала турбобура.

После прохождения точки C нагрузки в пяте суммируются, поэтому при повышении нагрузки на долото в любом случае нагрузка на вал турбобура возрастает. Однако в зависимости от значения ψ угол наклона линий AC различный.

Точка B соответствует положению, когда турбобур оторван от забоя и на осевую опору действуют только гидравлическая нагрузка и вес роторной части турбобура. Частоту вращения в точке B называют *разгонным числом* оборотов турбобура. Разгонное число n_p при постоянных T и G зависит от коэффициента трения в резинометаллической паре осевой опоры. При повышении коэффициента трения разгонное число смещается влево, т.е. частота вращения вала при пуске снижается.

Площади, заключенные между линиями ACB и линией 3 (см. рис. 20.12), пропорциональны затратам энергии в осевой опоре турбобура в случае применения резинометаллической пяты. Применение пяты качения существенно снижает непроизводительные затраты энергии в осевой опоре, так как коэффициент трения качения в 5–6 раз меньше коэффициента трения скольжения, имеющего место в резинометаллическом подшипнике.

Положение точки C на линии 3 зависит также от коэффициента ψ . Рост значения ψ , а следовательно, и удельного момента сопротивления забоя приводит к перемещению точки разгрузки пяты по линии момента турбины к тормозному режиму. Высокие удельные моменты на долоте наблюдаются при бурении мягких пород. В твердых породах удельный момент на долото ниже, поэтому точка C смещается в зону высоких скоростей. Это условие менее благоприятно с точки зрения рациональности режима отработки долота. Поэтому для перемещения разгонного числа и соответственно точки C в зону низких скоростей необходимо применять при

бурении долота, обладающие относительно высокой удельной моментоемкостью. Смещение возможно также при использовании маховика, устанавливаемого между валом турбобура и долотом. В этом случае разгонное число перемещается в сторону тормозного режима вследствие увеличения нагрузки на осевую опору и, как следствие, повышения момента сопротивления пята.

Конечная цель расчетов заключается в определении числа ступеней турбины и ступеней ГТ (если это необходимо), обеспечивающих необходимые значения крутящего момента и частоты вращения при заданных расходах и плотности бурового раствора. Разумеется, это число следует округлять для того, чтобы оно соответствовало целому числу турбинных секций.

Расчет характеристики турбобура целесообразно вести для нескольких вариантов использования имеющихся турбин и ступеней ГТ. Затем выбирают вариант, который обеспечивает заданные параметры характеристики при меньшем перепаде давления на турбобуре, или вариант, который дает возможность обходиться меньшим числом турбинных секций.

20.3. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Начиная с 1940-х годов в СССР помимо ротора основным техническим средством для бурения нефтяных и газовых скважин являлся многоступенчатый турбобур.

Благодаря широкому распространению турбинного способа бурения ускоренно разбуривались нефтегазоносные площади Урало-Поволжья и Западной Сибири, были получены высокие темпы роста добычи нефти и газа.

Однако с увеличением средних глубин скважин и по мере совершенствования породоразрушающего инструмента и технологии роторного способа бурения, в отечественной нефтяной промышленности с каждым годом росла тенденция отставания технико-экономических показателей бурения.

Несмотря на определенное совершенствование техники и технологии турбинного бурения, показатели работы долот на протяжении ряда лет улучшались весьма незначительно. Хотя в 1970-е годы началось разбуривание месторождений Западной Сибири, отличающихся благоприятными геологическими условиями (мягкие породы, относительно неглубокие скважины), средняя проходка за рейс по эксплуатационному бурению была в 3–4 раза меньше аналогичного показателя в нефтяной промышленности США. Так, в 1981–1982 гг. средняя проходка за долбление в США составила 350 м, в то время как в СССР этот показатель не превышал 90 м.

Перед специалистами и организаторами бурения в нашей стране встал вопрос о создании погружной техники для низкооборотного бурения, так как, несмотря на определенные успехи роторного бурения глубоких скважин в ряде районов (Северный Кавказ, Западная Украина и др.), технически, экономически и психологически нефтяная промышленность не была готова к развитию роторного бурения. За многие годы государственной

поддержки турбинного бурения техника роторного бурения существенно отстала от мирового уровня, не имелось бурильных труб и буровых установок высокого технического уровня.

Таким образом, определился доминирующий способ бурения на базе низкооборотных забойных двигателей.

Решение проблемы создания забойного гидравлического двигателя с характеристиками, отвечающими требованиям новых конструкций долот, было найдено в переходе от динамических машин, какими являются турбобуры, к объемным.

Первым работоспособным, нашедшим промышленное применение, оказался гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано*, относящийся к планетарно-роторному типу гидромашин.

Работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей (ВЗД) начались в США и СССР в середине 1960-х годов.

Американские специалисты фирмы «Smith Tool» разработали ВЗД (на Западе их называют РДМ — positive displacement motors) для наклонно направленного бурения как альтернативу турбобурам, а в нашей стране, родине турбинного бурения, — как техническое средство для привода низкооборотных долот.

Многолетние поисковые научно-исследовательские работы во ВНИИБТ по совершенствованию забойных гидравлических двигателей привели в 1966 г. к появлению предложенного М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д. Деркачем, Ю.В. Захаровым и В.Н. Меньшениным нового типа ВЗД, рабочие органы которого впервые в мировой практике выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма, выполняющего функцию планетарного редуктора.

В последующие годы во ВНИИБТ и его Пермском филиале Д.Ф. Балденко, Ю.В. Вадецким, М.Т. Гусманом, Ю.В. Захаровым, А.М. Кочневым, С.С. Никомаровым и другими исследователями были созданы основы теории рабочего процесса, конструирования и технологии изготовления, разработана технология бурения винтовыми двигателями.

В результате многолетнего опыта бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (турбобуров и ВЗД) сложился комплекс технических требований к современному забойному двигателю.

1. Характеристики двигателя должны обеспечивать:

высокий уровень крутящего момента (3 кН·м и более) для долот диаметрами 215–243 мм;

частоту вращения выходного вала в диапазоне 100–200 мин⁻¹ для шарошечных долот и 500–800 мин⁻¹ для алмазных долот;

высокий КПД двигателя для эффективного использования гидравлической мощности насосов;

пропорциональную зависимость между расходом бурового раствора и частотой вращения, а также между крутящим моментом и перепадом давления в целях эффективного управления режимом бурения.

2. Рабочие элементы и другие узлы двигателя должны быть выполнены в износо- и термостойком исполнении, обеспечивающем использование бурового раствора любой плотности и вязкости, в том числе с содержанием тампонирующих материалов.

* R. Moineau (1887–1948 гг.) — французский инженер, изобретатель одновинтовых гидравлических и пневматических машин.

3. Конструктивная компоновка двигателя и проектные запасы прочности его узлов должны обеспечивать:

стойкость двигателя, достаточную для стабильной работы с современными шарошечными и алмазными долотами;

возможность искривления корпуса двигателя при наклонно направленном бурении;

возможность установки на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

4. Диаметральные и осевые размеры двигателя должны обеспечивать: проведение буровых работ долотами разного диаметра, включая малогабаритные;

эффективную проводку наклонно направленных и горизонтальных скважин;

использование стандартного ловильного инструмента.

Анализ конструкций и характеристик забойных гидравлических двигателей различного типа показывает, что ни один из них не отвечает в полной мере всем перечисленным требованиям; в большей степени указанным требованиям соответствуют ВЗД с многозаходными рабочими элементами.

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ВЗД

Винтовые двигатели относят к объемным роторным гидравлическим машинам.

Согласно общей теории винтовых роторных гидравлических машин элементами рабочих органов (РО) являются:

статор двигателя с полостями, примыкающими по концам к камерам высокого и низкого давления;

ротор-винт, носящий название *ведущего*, через который крутящий момент передается исполнительному механизму;

замыкатели-винты, носящие название *ведомых*, назначение которых уплотнять двигатель, т.е. препятствовать перетеканию жидкости из камеры высокого давления в камеру низкого давления.

Объемные двигатели характеризуются тремя основными признаками:

наличие рабочих камер, которые периодически сообщаются со входом или выходом машины; при этом жидкость наполняет каждую камеру или выталкивается из нее;

изменение давления в рабочей камере от начального до конечного — постепенно вследствие изменения объема камеры или скачкообразно вследствие сообщения камеры с выходом;

несущественная зависимость усилий на рабочих органах двигателя от скорости движения жидкости в камерах.

В одновинтовых гидромашинах используют механизмы, в которых замыкатель образуется лишь двумя деталями, находящимися в постоянном взаимодействии, — статором и ротором.

Упрощенная схема двигателя показана на рис. 20.13.

При циркуляции жидкости через РО в результате действия перепада давления на роторе двигателя вырабатывается крутящий момент, причем винтовые поверхности РО, взаимно замыкаясь, разобщают область высокого давления и область низкого давления. Следовательно, по принципу действия винтовые двигатели аналогичны поршневым, у которых имеется вин-

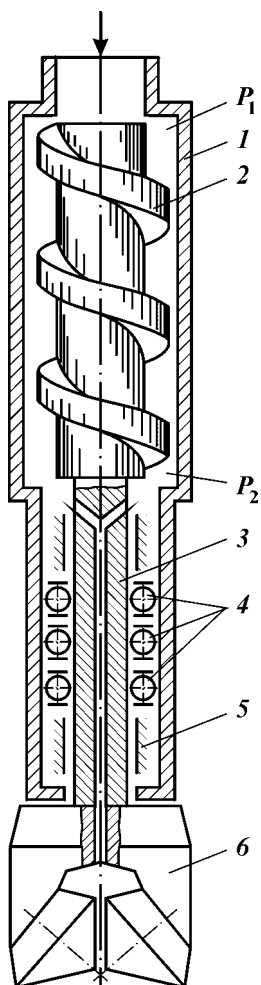
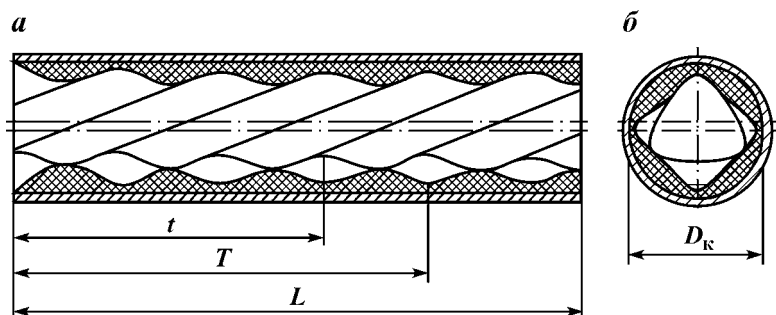


Рис. 20.13. Упрощенная схема двигателя:
1 – корпус; 2 – ротор; 3 – вал; 4 – осевые подшипники; 5 – радиальный подшипник; 6 – долото

Рис. 20.14. Рабочие органы винтовой гидромашины (D_k – диаметр камеры):
а – продольный разрез; б – поперечный разрез



тообразный поршень, непрерывно перемещающийся в цилиндре вдоль оси двигателя.

Для создания в РО двигателя полостей, теоретически разобщенных с областями высокого и низкого давлений (шлюзов), необходимо и достаточно выполнение четырех условий (рис. 20.14):

1) число зубьев z_1 наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев z_2 внутреннего элемента (ротора):

$$z_1 = z_2 + 1; \quad (20.21)$$

2) отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора) T и внутреннего элемента (ротора) t должно быть пропорционально отношению числа зубьев:

$$T/t = z_1/z_2; \quad (20.22)$$

3) длина РО L должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента:

$$L \geq T; \quad (20.23)$$

4) профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимсогибаемы и находиться в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления.

КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ОТНОШЕНИЯ ВИНТОВЫХ ГИДРОМАШИН

Отличительным параметром винтовой гидромашины (ВГМ), во многом определяющим ее выходные характеристики, является число зубьев РО, называемое *кинематическим отношением* i :

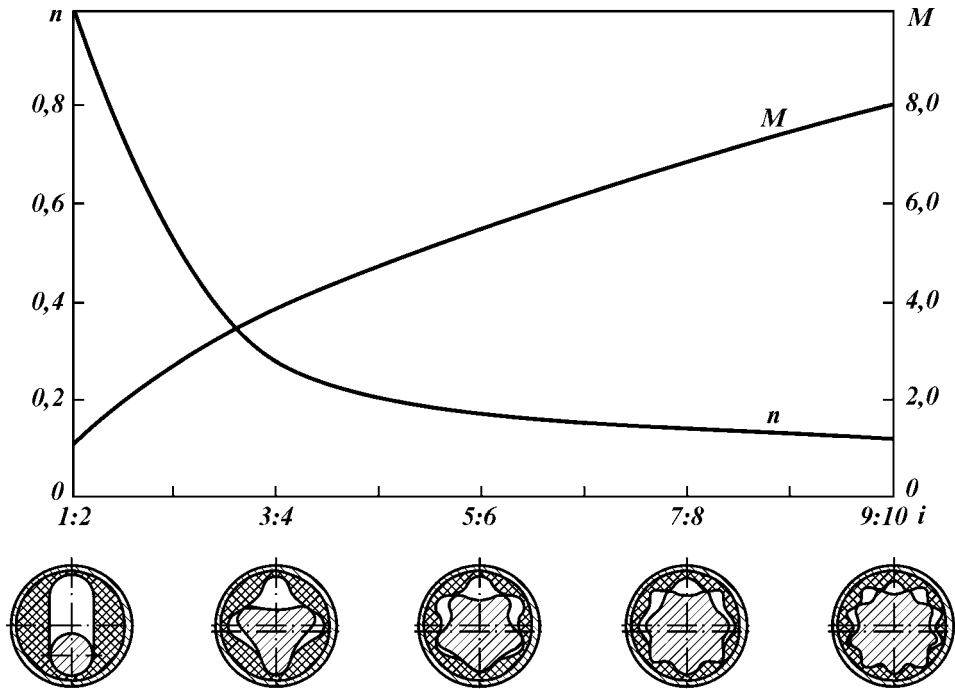


Рис. 20.15. Зависимость момента и частоты вращения ВЗД от кинематического отношения рабочих элементов ($D = \text{const}$, $Q = \text{const}$, $P = \text{const}$)

$$i = z_2/z_1. \tag{20.24}$$

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения РО, равна числу заходов z_2 внутреннего элемента и определяет рабочий объем ВГМ:

$$V = z_2 S T, \tag{20.25}$$

где S — площадь «живого» сечения РО.

Кратность действия является основным параметром ВЗД, что наглядно иллюстрируется теоретическими кривыми (рис. 20.15), полученными во ВНИИБТ в 1972 г. и в дальнейшем повсеместно используемыми при обосновании выбора РО ВЗД.

Отечественные ВЗД имеют многозаходные РО. Зарубежные компании производят двигатели как с однозаходным ротором, так и с многозаходными РО.

ДВИГАТЕЛИ УНИВЕРСАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Отечественные двигатели этой модификации охватывают диапазон наружных диаметров от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот диаметром 139,7–295,3 мм (табл. 20.12).

Отечественные двигатели создавали на основе многолетнего опыта конструирования турбобуров, в них использовали апробированные конструкции опорных узлов шпиндельной секции, резьбовых соединений, элементов соединения валов и др. Второе поколение двигателей начали разрабатывать в 1980-х годах.

Следует отметить, что специфические узлы и детали двигателей (рабочие органы, соединение ротора и выходного вала, переливной клапан) не имеют аналогов, их разрабатывали по результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований.

Выпускаемые в России и за рубежом ВЗД выполняют по единой схеме: они имеют неподвижный статор и планетарно-вращающийся ротор.

На рис. 20.16 показано устройство двигателя модели ДЗ-172 в продольном и поперечном разрезах. Это типичная конструкция двигателя. Двигатель состоит из двух секций: силовой и шпиндельной. Конусные детали секций соединяются между собой замковыми резьбами, а валы — с помощью конусных, конусно-шлицевых или резьбовых соединений. Третий узел двигателя — переливной клапан, как правило, размещается в автономном переводнике непосредственно над двигателем или между трубами буровой колонны.

Таблица 20.12

Винтовые забойные двигатели для бурения скважин и капитального ремонта

Обозначение двигателя	Диаметр, мм	Длина, мм	Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, с ⁻¹	Перепад давления, МПа
Д1-54	54	1890	222	2	1,0–2,5	70–110	3,0–7,5	4,5–5,5
Д1-88	88	3225	390		4,5–7,0	800–950	2,7–5,0	5,8–7,0
Д1-127	127	5800	650		15–20	2200–3000	3,3–4,3	5,5–8,5
Д3-172	172	6880	850		25–35	3100–3700	1,3–1,8	3,9–4,9
Д2-195	195	6550						
Д1-240	240	7570						
			880	3	30–50	10 000–14 000	1,2–2,2	6,0–8,0

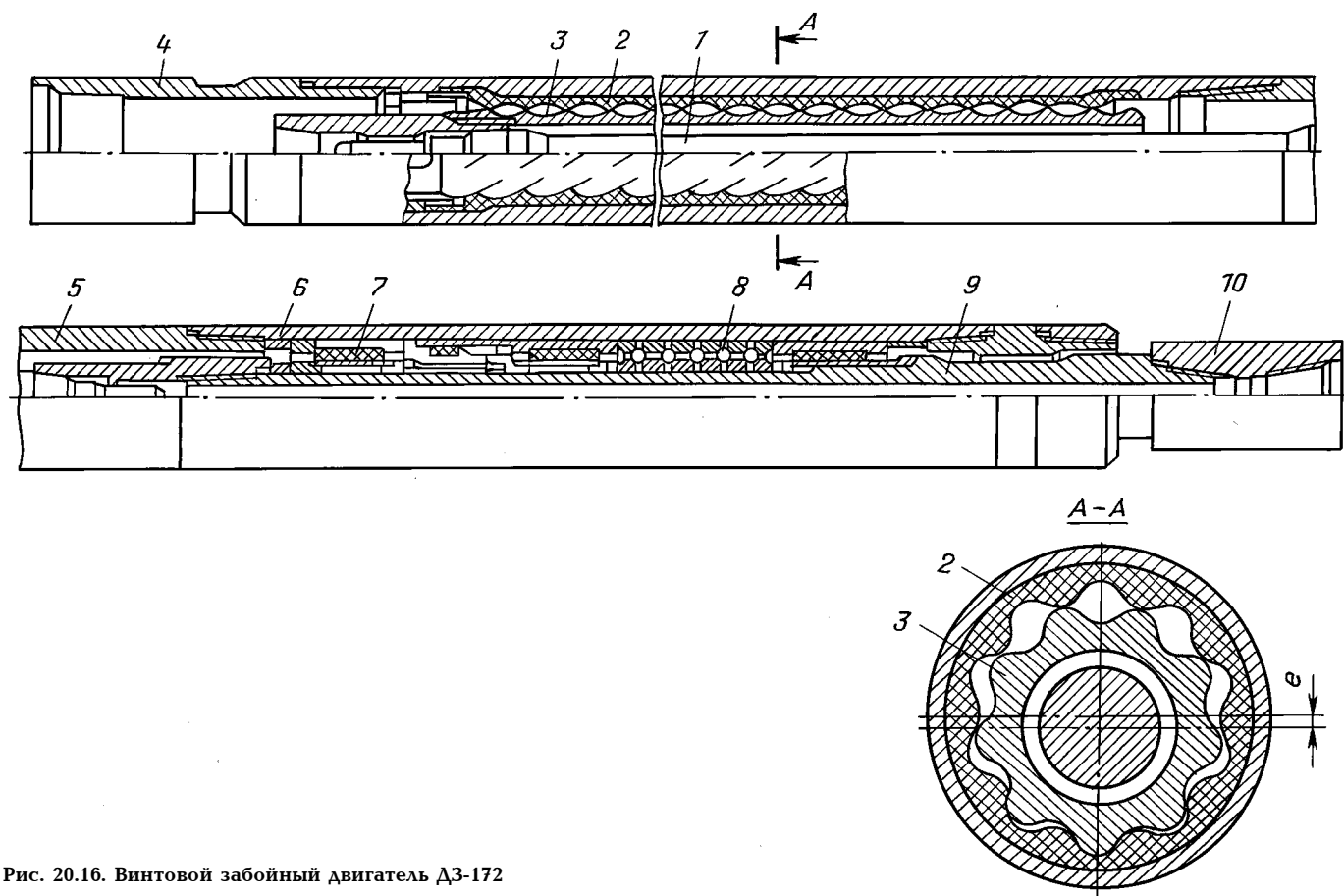


Рис. 20.16. Винтовой забойный двигатель ДЗ-172

Силовая секция включает статор 2, ротор 3, соединение ротора и выходного вала 1, корпусные переводники 4, 5.

Шпиндельная секция состоит из корпуса 6, вала 9 с осевыми 8 и радиальными 7 опорами, наддолотного переводника 10.

**ДВИГАТЕЛИ ДЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО
И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ**

Эта серия представлена двигателями с наружным диаметром от 60 до 172 мм и предназначена для бурения наклонно направленных (с большой интенсивностью искривления) и горизонтальных скважин.

Обладая рядом конструктивных особенностей и рациональным критерием эффективности M/η , двигатели этой серии, в отличие от турбобуров, эффективно используются в различных технологиях наклонно направленного и горизонтального бурения, в том числе при зарезке и бурении вторых (дополнительных) стволов через окно в эксплуатационной колонне.

При использовании ВЗД в горизонтальном бурении реализуются их преимущества по сравнению с турбобурами, в частности меньшая зависимость от диаметра, а также повышенный удельный момент двигателя. Это позволяет сконструировать силовую секцию длиной 1–2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

В результате проведенных в 1990-х годах НИОКР ВНИИБТ создана новая серия забойных двигателей типа ДГ диаметром 60–172 мм (табл. 20.13) для проводки новых горизонтальных скважин и бурения дополнительных стволов.

При проектировании двигателей этой серии использовали 25-летний опыт конструирования ВЗД общего назначения и в то же время учитывали требования технологии горизонтального бурения.

Таблица 20.13

Винтовые забойные двигатели для бурения горизонтальных скважин, дополнительных стволов и капитального ремонта

Обозначение двигателя		Диаметр, мм	Длина, мм		Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, с ⁻¹	Перепад давления, МПа				
			общая	нижнего плеча										
Д48 ДГ60 Д95 Д295 Д595 ДГ95 Д108 Д2108 Д5108 ДГ108		48	1850	—	200	3	0,5—1,5 1—2	60—80	4,1—6,7	4,0—5,0				
		60	2550	1350	225			70—100	3,0—6,0	4,5—5,5				
		95	2855	—	630	2	6—10	600—900	2,0—3,3	4,5—6,0				
			3580			945		3		800—1200	6,0—9,0			
			2680	530	630	2		900—1400	1,3—2,2	4,5—6,0				
			2930	—	640			3	600—900		2,0—3,3			
		108	3690			880	6—12		800—1300	1,3—2,5	3,5—5,5			
					2600				620	640	1200—1800	0,8—1,6	5,0—7,5	
			5000			—					975	1,5	1300—1900	1,3—2,5
			ДК-108	I II III	3000			—	640	800—1300			0,3—0,65	5,5—7,5
										625	2000—2700		1,3—2,5	3,5—5,5
									2		6—12		800—1300	1,9—3,8
500—800	2,2—2,7	6,5—7,5												
			3500—4000											
ДГ155		155	4330	1600	680	3	24—30	3500—4000	2,2—2,7	6,5—7,5				

Основные особенности двигателей серии ДГ:

уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секций, при этом силовая секция, как правило, выполняется двухшаговой, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс РО;

уменьшенный наружный диаметр (108 против 120 мм; 155 против 172 мм), что при сохранении оптимальных характеристик ВЗД обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

многообразие механизмов искривления корпуса (жесткий искривленный переводник, регулируемый переводник, корпусные шарниры с одной или двумя степенями свободы), что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большими углами перекоса.

ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ ДВИГАТЕЛЕЙ И ИХ КОМПОНОВОК

Рабочие элементы. Несмотря на многообразие типоразмеров винтовых двигателей, их рабочие органы имеют общие особенности: РО выполняют по одной кинематической схеме — неподвижный статор и находящийся внутри него планетарно-движущийся ротор.

Направление винтовой поверхности РО — левое, что обеспечивает заворачивание реактивным моментом корпусных резьб ВЗД и резьб буровых труб.

В зависимости от заданных характеристик двигателя РО выполняют одно- и многозаходным роторами.

Роторы изготавливают из коррозионно-стойкой или легированной стали с износостойким покрытием, а обкладку статора — из эластомера (преимущественно резины), обладающего сопротивляемостью абразивному изнашиванию и работоспособностью в среде бурового раствора.

В отечественных двигателях первого поколения (Д1-172, Д2-172, Д2-172М), выпускаемых в 1970-х годах, РО имели незначительную длину, не превышающую 1 — 1,5 шага винтовой поверхности статора.

В двигателях второго поколения, выпускаемых с начала 1980-х годов, длина РО составляет 2 — 3 шага статора.

Наиболее перспективна монолитная конструкция РО, обеспечивающая простоту и малодетальность машин.

Рабочие органы ВЗД комплектуются с натягом, который зависит от диаметральных и осевых размеров РО, свойств промывочной жидкости и материала обкладки статора. Натяг существенно влияет на характеристики и долговечность двигателя.

Шпиндель. Все отечественные винтовые двигатели, начиная с первых образцов, выпускают в шпиндельном исполнении.

Под термином «шпиндель» подразумевают автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками.

При необходимости в большинстве случаев шпиндель можно отсоединить без демонтажа силовой секции и на буровой.

Шпиндели отечественных ВЗД выполняют немаслонаполненными. Все узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. Отказ от использования маслонаполненных и герметизированных шпинделей объясняется как традиционным подходом конструирования забойных двигателей, так и практической целесообразностью иметь гидромашину, обладающую примерно равным ресурсом отдельных узлов.

Шпиндель — один из главных узлов двигателя. Он передает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в РО, а также радиальные нагрузки от долот и шарнирного соединения (гибкого вала).

В ряде случаев при использовании породоразрушающих инструментов с насадками (гидромониторное бурение) шпиндель должен выполнять функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках долота.

Наиболее распространенная конструкция шпинделя включает монолитный полый вал, соединенный посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части — с шарниром.

Для восприятия осевых нагрузок устанавливают многорядные радиально-упорные и упорные подшипники. Они сохраняют работоспособность при выработке зазора (люфта) до 5–7 мм.

В отечественных двигателях используют радиально-упорные подшипники качения:

- с коническими дорожками качения (серия 128700) — в двигателях с наружными диаметрами 105, 108, 195 и 240 мм;

- с тороидными дорожками качения (серия 296000) — в двигателях с наружными диаметрами 85, 88 и 127 мм;

- с тороидными дорожками качения и резиновым компенсатором типа ШШО (серия 538900) — в двигателях некоторых модификаций с диаметром 172 мм;

- с комбинированными дорожками качения — в двигателях Д-48, Д1-54, ДГ-95, ДГ-108. Для увеличения нагрузочной способности при одновременном упрощении конструкции тороидные дорожки для шаров этих опор расположены непосредственно на валу.

Детали подшипников качения выполняют из специальной подшипниковой стали 55СМА или 55СМА5ФА (ТУ 14-1-3189–81) с пределом текучести $\sigma_t = 1100$ МПа и ударной вязкостью $\alpha = 800$ кДж/м². Твердость колец, контактирующих с шарами, составляет 45–47 HRC, а самих шаров — 58–62 HRC.

В некоторых моделях ВЗД применяют непроточные многорядные подшипники скольжения (подпятник — диск). Выбор типа осевых подшипников зависит от условий эксплуатации ВЗД.

Многолетние стендовые и промышленные испытания подтвердили преимущества упорных подшипников скольжения при эксплуатации двигателей в абразивной среде и при высоких нагрузках. Недостаток подшипников скольжения — повышенные механические потери, особенно при невысоких частотах вращения.

В подпятниках используют резину марки ИРП-1226, а рабочие поверхности контактирующих с ними дисков выполняют из цементируемой стали, закаленной до твердости 45–48 HRC.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представлены парой трения скольжения резина — металл. Неподвижный элемент выполняют в виде резинометаллической детали, эластичная рабочая поверхность которой имеет профильные канавки. Ответная деталь — металлическая, ее рабочая поверхность подвержена упрочнению.

В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения радиальные подшипники выполняют в виде пары трения металл — металл. Однако ввиду повышенных радиальных нагрузок, присущих ВЗД этого класса (вследствие действия на долото отклоняющей силы), этот узел является одним из самых недолговечных, определяющих межремонтный период двигателя в целом.

Соединение ротора и вала шпинделя — один из основных узлов двигателя, определяющий долговечность и надежность гидромашины в целом.

Механизм, соединяющий планетарно-движущийся ротор с концентрично вращающимся валом, работает в тяжелых условиях. Помимо передачи крутящего момента и осевой силы этот узел должен воспринимать сложную систему сил в РО, характеризующуюся непостоянной ориентацией ротора.

В отличие от известных в технике соединений, передающих вращение между двумя несоосными концентрическими вращающимися валами, рассматриваемое соединение в ВЗД является связующим звеном с ротором, совершающим планетарное движение, причем за один оборот выходного вала ротор поворачивается вокруг своей оси, совершая соответственное число циклов переменных напряжений. Эти обстоятельства предопределяют повышенные требования к циклической прочности соединения, особенно при использовании многозаходных ВЗД.

Своеобразные условия работы соединения и невозможность переноса из других отраслей техники готового технического решения предопределили многообразие компоновок этого узла. Принципиально можно использовать четыре типа соединений на базе:

- 1) деформации одного или нескольких элементов конструкции;
- 2) обеспечения свободы перемещения ротора благодаря введению элементов с относительно большим зазором;
- 3) шарнирных соединений;
- 4) гибкого вала (торсиона).

Первый и второй тип соединения ввиду существенных удельных нагрузок в ВЗД не нашли применения.

Шарнирные соединения ВЗД прошли эволюцию от пальцевых шарниров (аналогичных автомобильным) до специальных конструкций, наиболее приспособленных для передачи динамических осевой нагрузки и крутящего момента.

В первом поколении отечественных ВЗД применяли двухшарнирные соединения зубчатого типа с центральным шаром. Их использовали для передачи крутящих моментов до 7000 кН·м при частоте вращения до 200 мин⁻¹. Эксцентриситет соединения доходил до 5 мм.

Шарнирные соединения ВЗД работают, как правило, в среде абразивных жидкостей, поэтому надежная герметизация шарниров является одним из основных направлений повышения их работоспособности. Проблема герметизации осложняется тем, что полости, которые требуется изолировать, вращаются вокруг смещенных осей в условиях вибрации и значи-

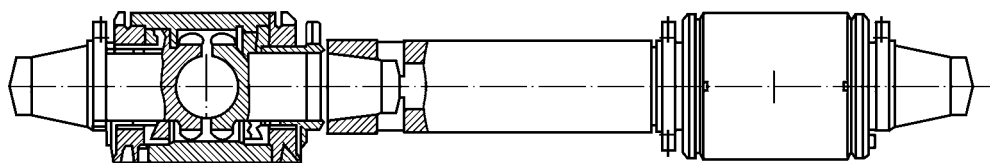


Рис. 20.17. Уплотнения сильфонного и манжетного типов

тельного гидростатического давления. Герметизирующие элементы должны быть гибкими и прочными при циклической нагрузке, а устройство для герметизации в целом простым и надежным.

Сначала в шарнирах использовали простейшие резиновые уплотнения, в дальнейшем стали применять уплотнения сильфонного и манжетного типов (рис. 20.17).

Гибкие валы. Существенный шаг, оказавший влияние на подходы к конструированию ВЗД в целом, был сделан в середине 1970-х годов, когда ВНИИБТ выполнил комплекс научно-исследовательских работ и впервые в практике проектирования ВЗД предложил конструкцию гибкого вала, защищенную патентами СССР и других стран.

К началу 1990-х годов в большинстве типоразмеров ВЗД, выпускаемых в России, для соединения ротора и выходного вала стали применяться гибкие валы. В двигателях с наружным диаметром 88 мм и более гибкий вал размещают в расточке ротора, а в малогабаритных двигателях — ниже ротора.

В большинстве случаев гибкий вал ВЗД представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщенными концами, на которых выполнены присоединительные элементы: гладкий конус или коническая резьба. Иногда гибкий вал изготавливают полым — со сквозным цилиндрическим каналом для подвода рабочей жидкости высокого давления непосредственно к долоту. Для повышения циклической прочности в месте перехода от заделки к рабочей части вала имеется конус с углом $5-15^\circ$ или галтель с отношением радиуса галтели к диаметру вала в пределах $0,1-0,2$ (рис. 20.18).

Преимущества использования гибких валов заключаются в простоте конструкции и высокой технологичности, большом сроке службы, соизмеримым с ресурсом корпусных деталей двигателя, а также в возможности реализации различных компоновок двигателей.

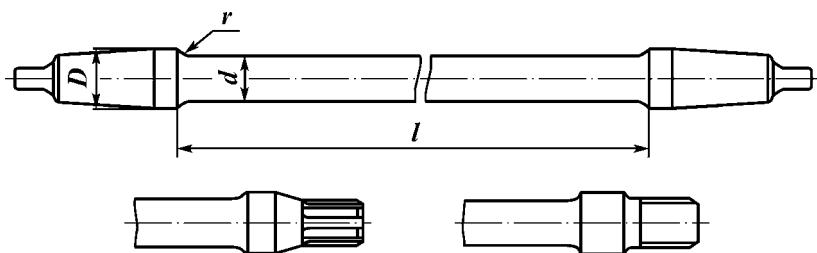


Рис. 20.18. Конструкции гибкого вала

Опыт эксплуатации двигателей в наклонно направленном и горизонтальном бурении выявил недостаточную стойкость гибких валов при углах перекоса секций более $1^{\circ}30'$. В связи с этим в последних конструкциях двигатели типа ДГ стали оснащать шарнирно-торсионными соединениями.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЗД

Характеристики необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержания их в процессе долбления, а также для определения путей дальнейшего совершенствования конструкций ВЗД и технологии бурения с их использованием.

В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашины становится неременным условием; распространением новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД.

В общем случае различают статические и динамические характеристики ВЗД.

Статические характеристики отражают зависимости между переменными гидродвигателя в установившихся режимах. Эти характеристики можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендовые характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в лаборатории (рис. 20.19).

Динамические характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обуславливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относят и пусковые характеристики гидродвигателя.

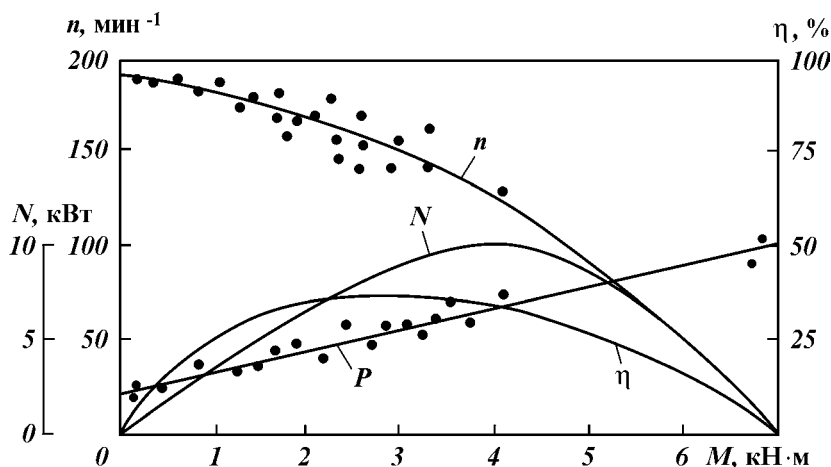


Рис. 20.19. Типичная стендовая характеристика ВЗД (ДГ-155)

ВЛИЯНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЗД

Расход жидкости Q является одним из параметров режима бурения. Чаще всего возможный диапазон изменения Q определяется технологией бурения скважины, и его задают конструктору ВЗД вместе с другими исходными данными.

Стендовые испытания ВЗД разных типоразмеров показывают, что с увеличением расхода повышаются как тормозной момент и перепад давления, так и мощность, крутящий момент, частота вращения и перепад давления в экстремальном режиме. КПД гидродвигателя при увеличении Q в допустимом диапазоне изменяется незначительно.

Нижний предел расхода жидкости ограничивается нагрузочной способностью или устойчивостью работы двигателя. Верхний предел допустимого расхода жидкости определяют три фактора:

высокие инерционные нагрузки при увеличении частоты вращения;

КПД двигателя η : при заданном натяге после достижения определенного значения расхода жидкости происходит снижение объемного η . Это объясняется тем, что с увеличением частоты вращения и перепада давления по линии контакта образуется односторонний зазор, приводящий к разгерметизации РО и росту утечек. Кроме того, с увеличением расхода растут и гидравлические потери в двигателе;

износ РО вследствие повышенных контактных напряжений и скоростей скольжения в рабочей паре, а также скорости жидкости в каналах РО.

Если ограничения по расходу не удовлетворяют требованиям гидравлической программы бурения, используют способ разделения потока жидкости через полый ротор двигателя с помощью регулятора расхода.

20.4. ТУРБОВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

В последние годы отечественный парк забойных гидравлических двигателей пополнился новым представителем — турбовинтовым двигателем (ТВД).

Впервые схема турбовинтового агрегата была предложена в 1970 г. авторским коллективом ВНИИБТ в составе М.Т. Гусмана, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнева и С.С. Никомарова.

ТВД органично сочетают высокую стойкость, свойственную турбобурам, и оптимальную энергетическую характеристику (высокий уровень отношения M/n при незначительном падении частоты вращения при нагрузке двигателя), характерную для ВЗД.

Турбовинтовой двигатель можно отнести к редукторным турбобурам, в котором винтовая пара выполняет функции не только редуктора, но и стабилизирующего элемента при перегрузках долота.

Несмотря на большую металлоемкость и сложность конструкции, эти двигатели в ряде случаев успешно конкурируют с ВЗД, прежде всего вследствие их существенно большего ресурса, что особенно привлекательно при использовании современных высокопроизводительных долот.

Двигательные секции ТВД конструктивно выполняют в двух вариантах: с винтовой парой, монтируемой над турбинной секцией или между

турбинной и шпиндельной секциями. В первом варианте упрощается конструкция двигателя — проектируют лишь один узел соединения планетарного ротора. Второй вариант менее предпочтителен, так как требует двух узлов соединения ротора.

20.5. ЭЛЕКТРОБУРЫ

Наряду с гидравлическими в бурении используют и электрические машины — электробуры.

Электробур — это электрическая забойная машина, своеобразный электродвигатель, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра и предназначенный для привода долота на забое скважины.

Современный электробур представляет собой, как правило, асинхронный маслonaполненный двигатель с короткозамкнутым ротором.

Конструкция промышленного электробура была разработана в СССР в 1937—1940 гг. группой инженеров (А.П. Островский, Н.В. Александров, Ф.Н. Фоменко, А.Л. Ильский, Н.Г. Григорян и др.). Последующие опытно-конструкторские работы позволили значительно модернизировать электробур по сравнению с первыми образцами: была создана безредукторная машина, мощность на валу электробура была увеличена в 2—3 раза (от 70 до 120—230 кВт) и наряду с этим уменьшен наружный диаметр. Серийное производство электробуров в СССР было налажено с 1956 г.

В настоящее время в ряде районов страны этим способом ежегодно бурят 200—250 тыс. м пород. Хотя указанный объем многократно уступает объему турбинного бурения в нашей стране, принципиальная схема подачи электрической энергии к забою скважины и использование погружного электрического двигателя для привода долота имеют неоспоримые преимущества. Однако конструктивные трудности, невысокие эксплуатационно-технические показатели и большая стоимость машины на данном этапе пока сдерживают применение этого вида техники в бурении.

Размерный ряд электробуров предусматривает их выпуск с наружными диаметрами корпуса 164, 170, 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Более распространен электробур диаметром 170 мм. В обозначении электробура первое число — его наружный диаметр, второе — число полюсов обмотки статора (например, Э215-10). Могут добавляться буквы «М», обозначающая модернизированную модель, и «Р» — для редукторных электробуров. Обозначение электродвигателя содержит сведения о наружном диаметре корпуса, общей длине магнитопровода с длиной немагнитопроводных пакетов и о числе полюсов. Например, маркировка МАП1-17-658/6 расшифровывается следующим образом: МАП — мотор асинхронный погружной; 1 — для электробура; 17 — наружный диаметр корпуса в см; 658 — общая длина магнитопровода и немагнитных пакетов статора в см; 6 — число полюсов.

Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслonaполненный двигатель А и маслonaполненный шпиндель Б на подшипниках качения (рис. 20.20).

В трубном корпусе электробура размещены пакеты магнитопроводной стали статора 6; они разделены пакетами немагнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора 7 с алюминиевой обмоткой насажены на полый валу 5 двигателя. Ротор расположен в статоре с зазором 0,5—0,6 мм на сторону. Полость двигателя за-

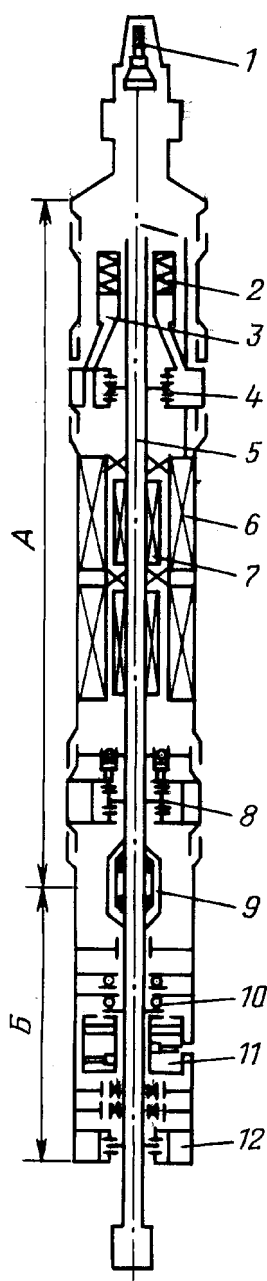


Рис. 20.20. Принципиальная схема электробуров

полнена сухим изоляционным маслом. От внешней среды полость двигателя изолирована верхним 4 и нижним 8 сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробуров в лубрикаторной головке размещены лубрикаторы сальника 2 и двигателя 3. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня 1 до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник.

Снизу к двигателю присоединен шпиндель. В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках 10. Полюй вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников. Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты 9; в месте соединения валов находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение 12. Шпиндель заполнен густым машинным маслом и оснащен лубрикатором 11, который создает избыточное давление за счет усилия сжатой пружины, давящей на поршень. Под поршнем находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

На рис. 20.21 приведена типичная конструкция электробуров.

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т.е. диапазон изменения их частоты вращения довольно ограничен. Ее изменение зависит от скольжения ротора относительно поля статора:

$$n = n_{\pi}(1 - S),$$

где n — частота вращения ротора двигателя; $n_{\pi} = 60 f/p$ — частота вращения магнитного поля статора (f — частота тока; $p = 6, 8, 10$ — число пар полюсов); S — скольжение (при нормальной нагрузке скольжение $S = 8 \div 12 \%$).

Вращающий момент (Н·м) асинхронного двигателя электробуров может быть подсчитан по формуле

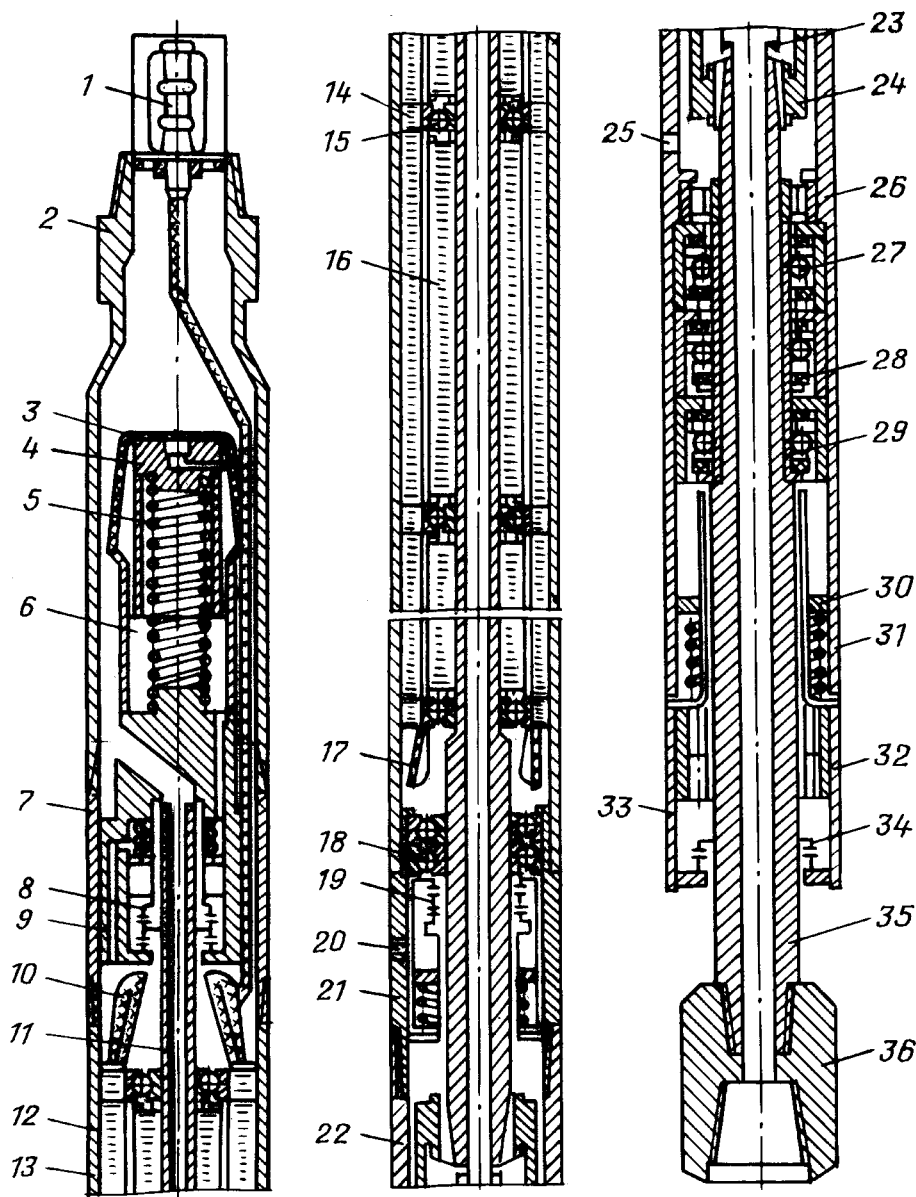


Рис. 20.21. Конструкция электробура:

1 — контактный стержень; 2 — переводник; 3 — резиновая диафрагма компенсатора двигателя; 4, 30 — поршень компенсатора двигателя и шпинделя соответственно; 5, 31 — пружина; 6 — цилиндр компенсатора; 7 — соединительный корпус двигателя; 8, 19 — верхний и нижний сальники двигателя; 9 — верхний клапан двигателя; 10, 17 — верхняя и нижняя части обмотки статора; 11 — вал двигателя; 12 — пакет магнитопроводной стали статора; 13 — корпус статора; 14 — промежуточный пакет статора из немагнитного материала; 15, 18 — промежуточный и нижний подшипники двигателя; 16 — секция ротора двигателя; 20 — клапан; 21 — нижний соединительный корпус; 22 — корпус шпинделя; 23 — втулка; 24 — зубчатая муфта; 25 — клапан; 26, 32 — верхний и нижний радиальные подшипники; 27 — упорный подшипник; 28, 29 — наружная и внутренняя обоймы распределителя осевой нагрузки; 33 — пробка; 34 — сальник шпинделя; 35 — вал шпинделя; 36 — переводник на долото

$$M = \frac{m_1 p U_1^2 R'_2 / S}{2\pi f [(R_1 + c_1 R_2 / S) + (x_1 + c_1 x'_2)^2]},$$

где m_1 — число фаз обмотки статора; U_1 — напряжение на зажимах двигателя, В; R'_2 — приведенное омическое сопротивление ротора, Ом; R_1 — омическое сопротивление фазы обмотки статора, Ом; x_1 — индуктивное сопротивление обмотки статора, Ом; x'_2 — приведенное индуктивное сопротивление ротора, Ом; c_1 — коэффициент, зависящий от напряжения на клеммах двигателя.

Как следует из формулы, вращающий момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения на его входе. Снижение напряжения приводит к заметному падению вращающего момента. В связи с этим необходимо учитывать потери напряжения в токоподводе от поверхности к двигателю, а падение напряжения при кратковременных перегрузках двигателя рекомендуется компенсировать некоторым повышением напряжения на входе двигателя на 5–10 % номинального значения. Номинальное напряжение на клеммах электробуров составляет 1000–1200 В в зависимости от типа двигателя.

Характер зависимости вращающего момента двигателя МАП1Д-25-617/10 от частоты вращения вала двигателя приведен на рис. 20.22. На графике вращающего момента правая ветвь от точки максимума является областью устойчивой работы (рабочая область), левая — областью неустойчивой работы. При пуске двигателя заметно снижается вращающий момент (зона провала) в процессе выхода на режим. В зоне провала вращающий момент может снизиться до 60 % номинального. Но так как двигатель пускают с малой нагрузкой, а маховой момент вращающихся деталей и инструмента мал, то даже при уменьшенном моменте двигатель быстро увеличивает частоту вращения вала.

КПД двигателя при номинальной нагрузке составляет 66–68 %. Поскольку механические потери в шпинделе на опорах качения сравнительно невелики, характеристику электробур можно принимать по характеристике двигателя.

К забойному двигателю электроэнергия подводится по секционированному кабелю, помещенному внутри бурильной колонны. Токоподвод может осуществляться по трех- или двухжильному кабелю. В последнем случае в качестве третьего провода используют бурильную колонну. Эта система питания носит название «два провода — земля» (сокращенно ДПЗ).

Система ДПЗ позволяет увеличить площадь сечения проходного канала в бурильной колонне и таким образом способствует снижению потерь напора при циркуляции промывочной жидкости по бурильной колонне.

Каждую кабельную секцию разме-

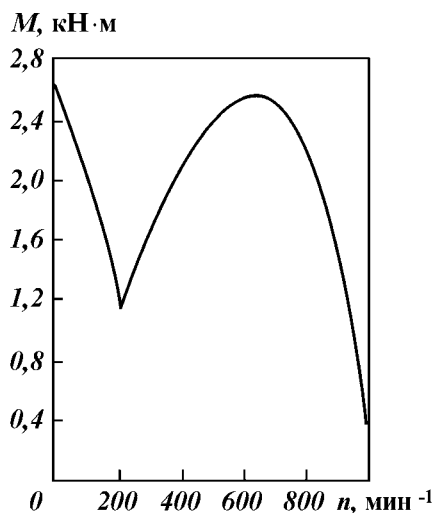


Рис. 20.22. Характеристика двигателя МАП1Д-25-617/10

щают в отдельной бурильной трубе, и ее концы закрепляют в трубе на опорах с втулками, обеспечивающими некоторое свободное проворачивание кабеля при соединении труб. Секции соединяются в единую цепочку с помощью контактных элементов — контактного стержня на верхнем конце и контактной муфты на нижнем. Контактный стержень защищен от механических повреждений защитным стаканом. Соединение контактных элементов происходит автоматически при свинчивании бурильных труб, при этом контактный стержень входит в муфту с натягом, обеспечивающим герметичность соединения от проникновения бурового раствора.

Для монтирования секций электрокабеля используют специальные бурильные трубы типа ЭБШ с гладкопроходным сечением. Их выпускают диаметрами 140 и 114 мм с высаженными наружу концами. Трубы изготовляют из стали групп прочности Д и Е.

Кабельный подвод электробура — одно из наиболее слабых звеньев системы. Вследствие загрязнения и недостаточной герметичности соединений секций омическое сопротивление изоляции снижается. Если при спуске инструмента наблюдается резкое падение сопротивления (начальное сопротивление собственно электробура 50 МОм), то спуск инструмента прекращают и выбраковывают трубы с низким сопротивлением в изоляции кабеля. В процессе работы в соединениях с недостаточной герметичностью происходят пробои. Пробои и разрывы электрической цепи могут происходить также вследствие поломки медных контактов в муфте и излома кабеля в местах его сращивания с контактными соединениями.

Для бурения с электробуром буровую установку оснащают дополнительным электрооборудованием: распределительным устройством высокого напряжения, трансформатором, станцией управления электробуром. На пульте бурильщика устанавливают дополнительные электрические контрольные приборы (вольтметр, амперметр) для контроля нагрузки электробура, кнопки управления контактной системой, подающей напряжение на электробур, органы управления режимом работы автоматического регулятора. Автоматический регулятор управляет подачей инструмента в зависимости от загрузки двигателя и буримости горных пород.

Обладая всеми достоинствами, присущими забойным двигателям (облегчение условий работы бурильной колонны, существенное снижение износа бурильных труб в скважине, исключение затрат мощности на их холостое вращение и т.п.), электробур имеет преимущества по сравнению с гидравлическими забойными машинами:

- режим работы электробура не зависит от расхода промывочной жидкости, который в данном случае можно выбирать только по условию полной и своевременной очистки забоя от шлама;

- режим работы электробура практически не зависит от свойств циркулирующего бурового раствора, что позволяет применять его при использовании утяжеленных растворов, газообразных агентов и при продувке;

- токоподвод с поверхности к электробурю является каналом связи, позволяющим использовать забойные системы контроля режима работы породоразрушающего инструмента и непрерывно следить за направлением ствола скважины;

- при работе с электробуром открывается возможность автоматизировать процесс бурения по данным забойных датчиков для оптимального использования мощности двигателя;

- поскольку электробур представляет собой маслонаполненный двига-

Таблица 20.14

Основные характеристики электробуров

Тип электробура	Длина, м	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Сила тока, А		Частота вращения вала, мин ⁻¹	Вращающий момент, Н·м		КПД, %	cos φ	Масса, т
				рабочего хода	холостого хода при номинальном напряжении		номинальный	максимальный			
Э290-12	14,02	240	1750	165	121	455	510	1100	72,0	0,67	5,1
Э250-8	13,0	230	1650	160	107	675	332	750	72,0	0,7	3,6
Э240-8	13,4	210	1700	144	107	690	297	760	75,0	0,66	3,5
Э215-8М	13,93	175	1550	131	95,5	680	250	550	72,0	0,69	2,9
Э185-8	12,5	125	1250	130	93	676	180	360	67,5	0,66	2,05
Э170-8М	12,145	75	1300	83,6	78,6	695	110	240	63,5	0,63	1,8
Э164-8М	12,305	75	1300	87,5	80,0	685	110	240	61,0	0,625	1,65

Таблица 20.15

Технические данные электробуров с редукторами-вставками

Тип электробура	Длина, м	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Сила номинального рабочего тока, А	Частота вращения вала, мин ⁻¹	Вращающий момент, Н·м		Масса, т	Передаточное число редуктора-вставки
						номинальный	максимальный		
Э290-12Р	15,92	240	1750	165	145	1600	2600	5,7	3,15
Э240-8Р	14,78	145	1400	112	230	615	1200	3,9	3,0
Э215-8МР	15,545	110	1350	102	230	465	1050	3,2	
Э215-8Р	14,445	150	1250	144	220	666	1020	3,0	2,92
Э185-8Р	14,4	70	1100	90	240	300	700	2,3	
Э170-8Р	12,925	45	930	63	220	200	400	1,8	3,13
Э170-8МР	13,93		1000	59				2,00	
Э164-8Р	13,186		930	65				1,8	
Э164-8МР	14,09		1000	61,5				1,9	

тель, все детали которого работают в среде, изолированной от бурового раствора, он меньше подвержен абразивному изнашиванию и его рабочая характеристика остается практически неизменной в течение всего срока работы.

К недостаткам электробура относятся: высокая стоимость забойного двигателя, опасность потери дорогостоящей машины в результате прихвата в скважине, ограниченный срок межремонтной работы вследствие недостаточной износостойкости уплотнительных сальников электробура и недостаточной надежности системы токоподвода.

Перспективы развития буровых работ с применением электробуров связаны с существенным повышением ресурса до 200 ч и более.

В табл. 20.14 и 20.15 приведены характеристики электробуров.

Устьевое оборудование — это комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при возникновении проявлений в процессе бурения, капитального ремонта, герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе ее эксплуатации. Условно все устьевое оборудование делят на оборудование, применяемое при бурении скважины и при ее эксплуатации. В состав устьевого оборудования, участвующего в обвязке устья в процессе бурения скважины, входят колонная головка и противовыбросовое оборудование, состоящее из следующих основных узлов: крестовины, превенторов, надпревенторной катушки, разъемного желоба, манифольда, гидроуправления превенторами и задвижками, ручных приводов.

Колонная головка, с помощью которой обвязываются обсадные колонны в процессе бурения, служит также основанием для установки фонтанной арматуры; она остается на скважине на весь период эксплуатации. В состав эксплуатационного устьевого оборудования также входят: фонтанная арматура; манифольд фонтанной арматуры; приспособление для замены задвижек под давлением; лубрикатор, применяемый при исследованиях скважин; комплект задвижек, переводников и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования.

21.1. КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ

Колонные головки предназначены для обвязки обсадных колонн газовых и нефтяных скважин. Они обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств и контроль давления в них, проведение таких технологических операций, как снижение давления в межколонном пространстве, закачка цемента или других тампонажных материалов в межколонное пространство и т.п.

Конструкция колонной головки должна обеспечивать: 1) надежную герметизацию межколонных пространств; 2) контроль за давлением в межколонном пространстве; 3) быстрое и надежное закрепление обсадных колонн; 4) универсальность, т.е. возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн разных диаметров; 5) предохранение устьевой части обсадных колонн от повышенного изнашивания при работе бурильным инструментом; 6) возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине; 7) высокую надежность работы подвесок и узлов уплотнений во время бурения и длительной эксплуатации скважины; 8) минимально возможную высоту; 9) достаточную прочность с учетом действия различных нагрузок.

Кроме того, для осложненных условий бурения отдельные детали колонной головки должны быть коррозионно-стойкими, если в продукции скважины предполагаются корродирующие вещества; при бурении на Севере головка должна быть приспособлена для работы в условиях, где возможно понижение температуры до -60°C ; при морском бурении должна

обеспечиваться возможность ее установки на дне моря при глубинах более 200 м.

В настоящее время отечественные заводы выпускают колонные головки двух типов — КГ и ОКК. В эксплуатации имеются колонные головки типа ООЕ и ОКМ. Рассмотрим колонные головки типа КГ на примере колонной головки КГ-4×70.

КОЛОННАЯ ГОЛОВКА КГ-4×70

Головка КГ-4×70 предназначена для обвязки между собой четырех обсадных колонн, герметизации и контроля межколонных пространств, регулирования режима работы при бурении и эксплуатации неф-

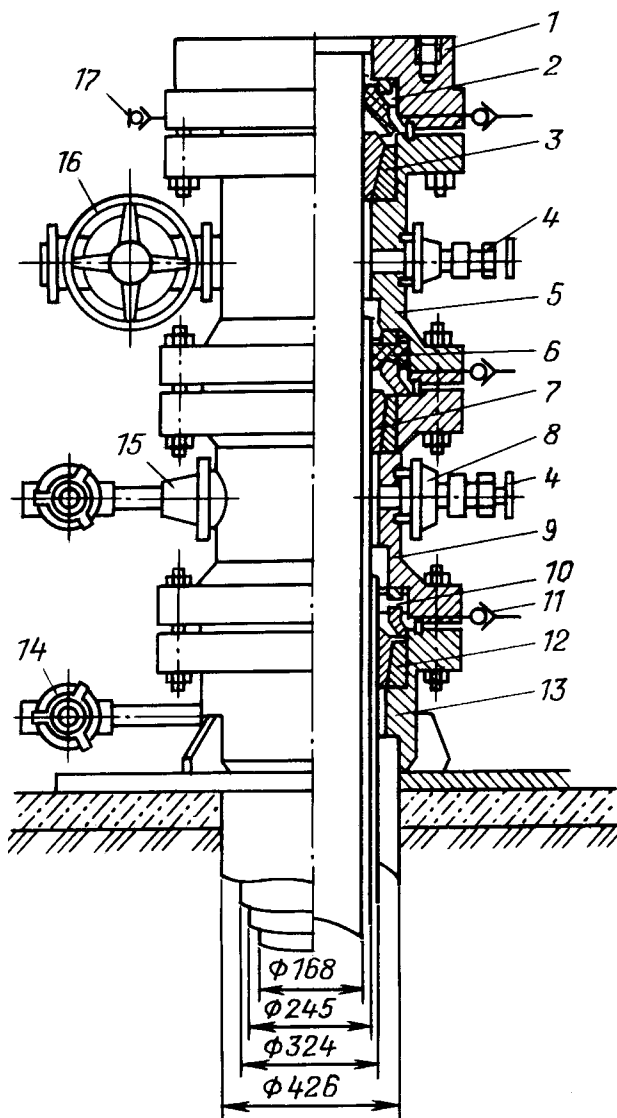


Рис. 21.1. Колонная головка КГ-4×70

тяных и газовых скважин глубиной 4000 м и более с рабочим давлением до 70 МПа в отсутствие в продукции коррозионных составляющих. Модель КГ-4×70 расшифровывается следующим образом: К — колонная; Г — головка; 4 — число обвязываемых обсадных колонн; 70 — рабочее давление, МПа.

Колонная головка (рис. 21.1) состоит из следующих основных частей: тройника 13 с клиновой подвеской 12 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 324 мм, пакерного устройства 10, крестовины 9 с подвеской 7 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 245 мм, пакерного устройства 6, крестовины 5 с подвеской 3 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 168 мм, пакерного устройства 2, фланца 1, обратных клапанов 11, разрядных пробок 17. Тройник 13 включает корпус и отвод. Корпус тройника — отливка из стали марки 35ХМЛ (ГОСТ 977—88), в средней части которой имеется отверстие для присоединения отвода, а в верхней части выполнены расточки диаметром 415 мм под подвеску 12 диаметром 425 мм для установки крышки подвески пакерного устройства. Отвод представляет собой патрубок с краном 14 высокого давления. Отвод присоединяется к корпусу тройника на резьбе и служит для технологических работ при бурении.

Крестовина 9 — отливка из стали 35ХМЛ (ГОСТ 977—88). Ее нижний фланец имеет расточку диаметром 415 мм под пакерное устройство 10. Верхний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под подвеску 7 и расточку диаметром 355 мм под пакерное устройство 6. В средней части к корпусу крестовины с одной стороны с помощью шпилек присоединена заглушка 15 с патрубком и краном высокого давления, с другой стороны — заглушка 8 с вентилем 4. При затяжке крестовины 9 пакерное устройство

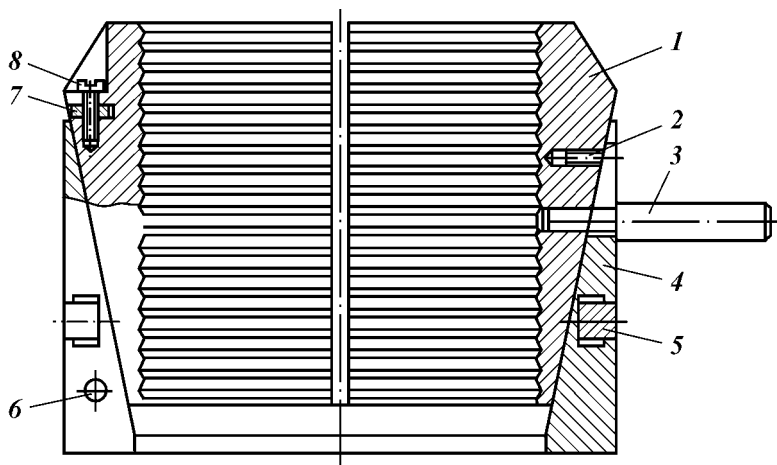


Рис. 21.2. Подвеска



Рис. 21.3. Пакерное устройство

10, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 324 мм. Крестовина 5 — это отливка из стали 35ХМЛ (ГОСТ 977—88). Нижний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под пакерное устройство 6. Верхний фланец имеет расточку диаметром 227 мм под подвеску 3 и расточку диаметром 237 мм под пакерное устройство 2. В средней части к корпусу крестовины присоединяется заглушка 8 с вентилем 4, с другой стороны — задвижка 16. При затяжке крестовины 5 пакер устройства 6, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 245 мм. Герметизация колонны диаметром 168 мм происходит при затяжке фланца 1 деформирующимся при этом пакерным устройством 2.

Подвеска (рис. 21.2), применяемая для установки в колонной головке, — клиновидная одноступенчатая, состоит из корпусов 4, плашек 1, полуколец 5, серег 7, винтов 2 и 8, ручек 3, штифтов 6.

Пакерное устройство (рис. 21.3) служит для герметизации затрубного пространства в колонной головке. Оно состоит из крышки подвески 3, нажимного кольца 1, уплотнительного кольца 4 и пакера 2.

КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ ТИПА ОКК

Головки типа ОКК изготавливают на давление 35 МПа трех типов: ОКК1, ОКК2, ОКК3. Головки типа ОКК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), типа ОКК2 — для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), типа ОКК3 — для обвязки четырех колонн.

Модель ОКК1-35-146×219 расшифровывается следующим образом: О — оборудование; К — колонны; К — клиновое; 1 — схема (модель); 35 — рабочее давление, МПа; 146 — диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 — диаметр кондуктора, мм.

Колонная головка типа ОКК1 (рис. 21.4) состоит из корпуса 4, клиновой подвески 3, двухъярусного пакерного устройства 2. Корпус имеет цилиндрическую расточку, в которую устанавливают нижний ярус пакерного устройства. Во фланце корпуса имеется отверстие, в которое ввинчивают нагнетательный клапан 6. Отверстия в нижней части корпуса служат для установки манифольда колонной головки 5. Пакерное устройство 2 состоит из двух ярусов, каждый из которых включает два металлических кольца и одно Н-образное резиновое уплотнение. Клиновидная подвеска состоит из трех клиньев, связанных между собой шарнирами и имеющих возможность синхронного перемещения.

Предохранительная втулка 1 защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от механических повреждений при спускоподъемных операциях.

Порядок монтажа колонной головки. После спуска и цементирования кондуктора на него навинчивают корпус колонной головки. Обвязывают устье противовыбросовым оборудованием согласно утвержденной схеме и продолжают бурение под эксплуатационную колонну. После окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны собирают клиновидную подвеску на последней трубе колонны, подвешенной на талевой системе, и опускают. Под собственным весом клиновидная подвеска свободно скользит по трубе и занимает свое место в корпусе колонной головки, колонну сажают на клинья. Эксплуатационную колонну цементируют, затем внутреннюю

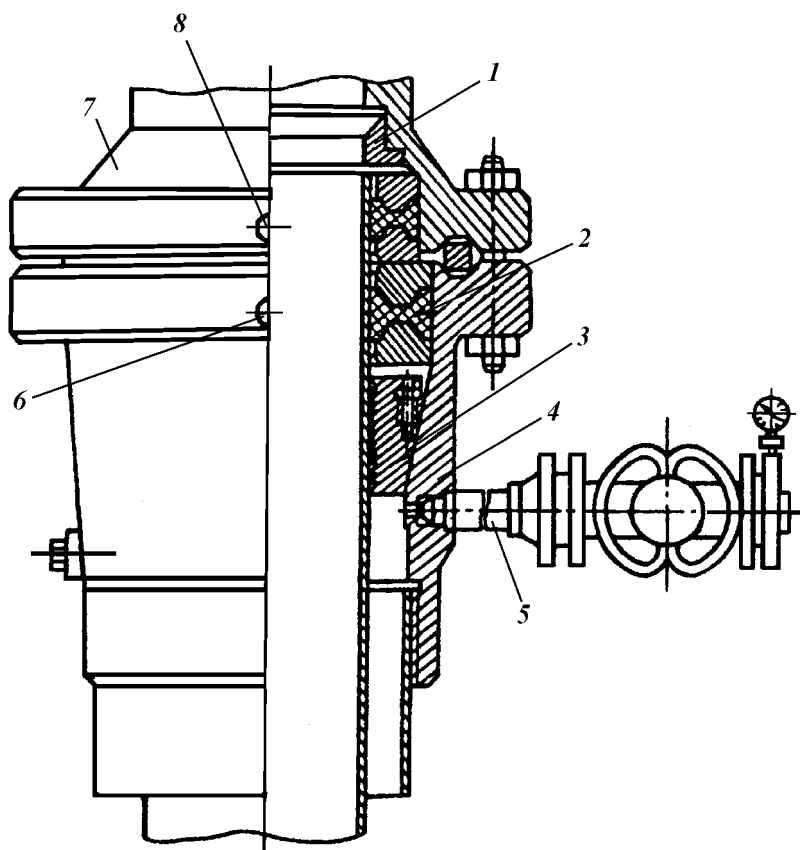


Рис. 21.4. Колонная головка ОКК1

полость корпуса колонной головки промывают водой на свободной слив через манифольд колонной головки.

После ОЗЦ снимают противовыбросовое оборудование, труборезкой отрезают трубу на высоте 120 мм от верхнего фланца корпуса. Устанавливают пакерное устройство, предварительно смазав резиновый уплотнитель смазочным материалом ЛЗ-162. Далее монтируют крестовину фонтанной арматуры 7 (см. рис. 21.4). Нагнетательный клапан 8 на фланце крестовины фонтанной арматуры до затяжки шпилек должен быть отвинченным (после затяжки ввинтить). Опрессовывают колонную головку вместе с эксплуатационной колонной на давление, соответствующее максимально допустимому внутреннему давлению колонны. Затем опрессовывают колонную головку на герметичность уплотнений смазочным материалом ЛЗ-162. Для этого отвинчивают колпак нагнетательного клапана 8, вставляют в отверстие клапана толкатель и заворачивают колпак до упора, при этом толкатель отведет шарик клапана от посадочного места и создаст зазор. Отвинчивают колпак клапана 6 и вместо него ввинчивают наконечник нагнетателя смазочного материала НС-6×350. Закачивают СМ до того момента, пока он не появится из клапана 8. Вынимают толкатель из клапана 8 и поднимают давление

до допустимого наружного давления колонны. По окончании опрессовки давление сбрасывают. В обоих случаях давление опрессовки не должно превышать давление, указанное в паспорте.

КОЛОННАЯ ГОЛОВКА ТИПА ОКМ

Головка типа ОКМ (рис. 21.5) состоит из корпуса 1, специальной муфты 4, фланца 3 под фонтанную арматуру, патрубка 7 с фланцем, проходного крана 8, стопорных винтов 2, резиновых уплотнительных колец 5 и манжеты 6.

Специальную муфту навинчивают на последнюю трубу эксплуатационной колонны и устанавливают в корпусе, навернутом на кондуктор. Уплотнение пространства между корпусом и специальной муфтой осуществляют с помощью двух резиновых колец и одной самоуплотняющейся резинотканевой манжеты. Шесть стопорных винтов в верхнем фланце корпуса предназначены для фиксации специальной муфты и подвешенной на ней эксплуатационной колонны от осевого смещения вверх, вызванного температурным удлинением колонны при эксплуатации скважины. Фланец под фонтанную арматуру укреплен на муфте с помощью резьбы.

В корпусе колонной головки имеются два боковых отверстия, одно из которых заглушают пробкой, а в другое ввинчивают патрубок с фланцем, к которому подсоединяют кран и свободный фланец. Во фланце патрубка устанавливают вентиль с манометром для контроля давления в межтрубном пространстве.

Порядок монтажа. Корпус колонной головки навинчивают на резьбу верхней трубы кондуктора. Для предотвращения механических повреждений внутренней корпусной поверхности корпуса при спускоподъемных операциях в корпусе устанавливают предохранительную втулку, которая фиксируется шестью стопорными винтами. На корпусе головки монтируют

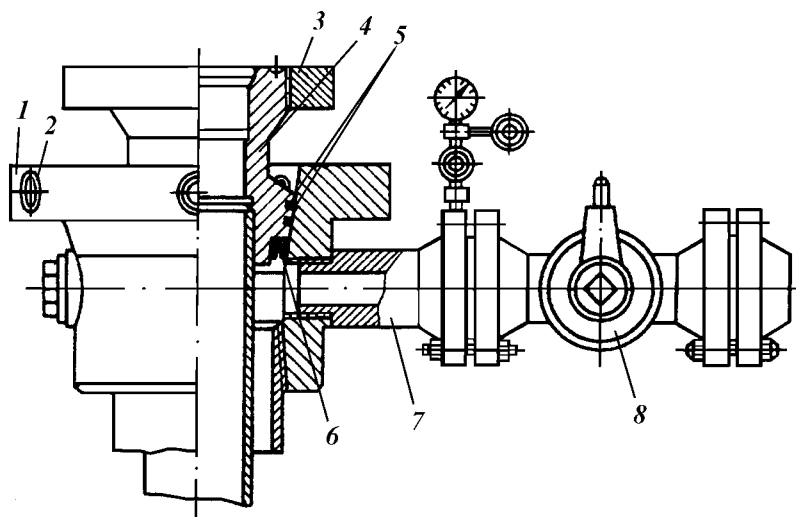


Рис. 21.5. Колонная головка типа ОКМ

противовыбросовое оборудование и продолжают бурение под эксплуатационную колонну.

Перед спуском эксплуатационной колонны предохранительную втулку извлекают с помощью труболовки. При спуске эксплуатационную колонну не доводят до проектной глубины на 4–8 м и сажают на спайдер или элеватор. После этого на последнюю трубу навинчивают специальную муфту без фланца под фонтанную арматуру. С помощью допускной трубы, которую ввинчивают в верхнюю резьбу специальной муфты, последнюю сажают на коническую поверхность корпуса колонной головки и фиксируют там стопорными болтами.

После окончания цементирования эксплуатационной колонны и ОЗЦ колонную головку на устье скважины опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После опрессовки демонтируют противовыбросовое оборудование и на верхний конец муфты специальной навинчивают фланец под фонтанную арматуру.

Техническая характеристика колонных головок типа ОКМ

Шифр оборудования.....	ОКМ1-140 – 146×219; ОКМ1-140 – 146×245; ОКМ1-140 – 168×245
Условный диаметр прохода, мм:	
фланца корпуса.....	280
боковых отводов	65
Давление, МПа:	
рабочее.....	14
пробное.....	28
Проводимая среда.....	Нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, пластовая вода
Температура среды, °С:	
проводимой	120
окружающей	40

КОЛОННАЯ ГОЛОВКА ТИПА ООК

В эксплуатации находятся колонные головки ООК1, ООК2, ООК3. Головки ООК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), ООК2 – для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), ООК3 – для обвязки четырех колонн.

Модель ООК-1-21-146×219 расшифровывается следующим образом: О – оборудование; О – обсадных; К – колонн; 1 – схема (модель); 21 – рабочее давление, МПа; 146 – диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 – диаметр кондуктора, мм.

Рассмотрим устройство и порядок монтажа колонной головки ООК2 (рис. 21.6). Колонная головка состоит из двух секций: нижней и верхней. Основные детали нижней секции: корпус 8; клиновая подвеска 7, состоящая из трех клиньев, связанных между собой шарнирами; катушка 6. В корпусе имеются два отверстия, в одно из которых ввинчивают манифольд для контроля межколонного пространства, другое заглушено пробкой. Основными деталями верхней секции являются корпус 4, который навинчивают на патрубок 5, клиновая подвеска 3, пакер 2 для герметизации межтрубного пространства промежуточной и эксплуатационной колонн, катушка 1.

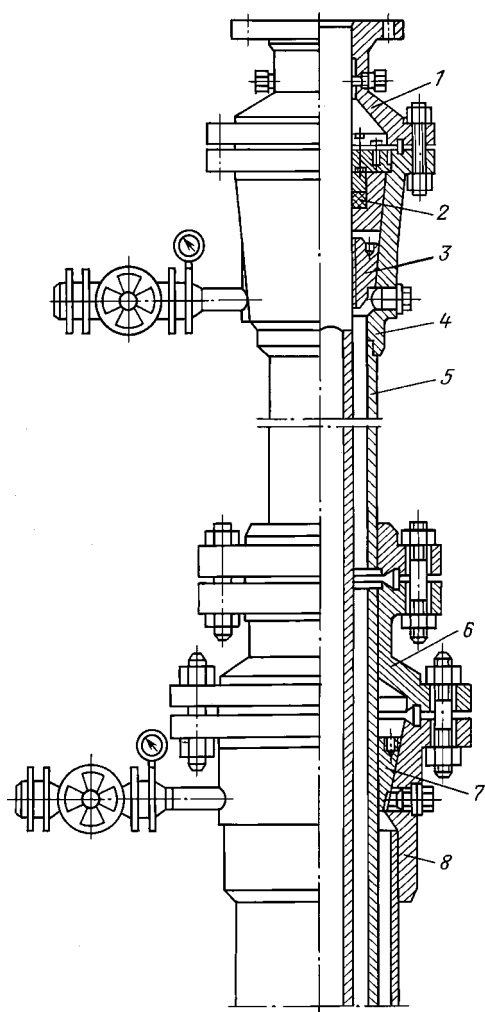


Рис. 21.6. Колонная головка ООК2

Корпус 8 приварен к кондуктору ручным электродугowym способом на постоянном токе электродами ОММ5 или СМ типа Э-42 изнутри и снаружи плотным швом 12×12 в два-три прохода. Промежуточная колонна посажена на клиновую подвеску 7 и приварена к катушке 6 сплошным швом 10×10 в два-три прохода. Эксплуатационную колонну после подвески на клинья 3 и монтажа пакера 2 приваривают к катушке 1.

**ОБВЯЗКА
ВОДООТДЕЛЯЮЩЕЙ
КОЛОННЫ И КОНДУКТОРА
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
С САМОПОДЪЕМНЫХ
БУРОВЫХ УСТАНОВОК**

При бурении скважин с самоподъемных буровых установок (СПБУ) на шельфе холодных морей возникает необходимость планового покидания точки бурения (зимний отстой), а также экстремального (шторм, тяжелая ледовая обстановка) и последующего возврата на точку бурения в целях завершения работ на скважине. Для этого при бурении скважин с СПБУ колонны

обвязывают на уровне дна моря и на специальной палубе установки, а межколонное пространство от донной до палубной подвески не цементируют. При необходимости ухода установки с точки устья скважины герметизируют, колонны отсоединяют от донной подвески и поднимают на СПБУ. Из-за отсутствия цементного камня в межколонном пространстве возникает проблема неравномерного теплового удлинения колонн. Водоотделяющая колонна охлаждается холодной водой моря, а кондуктор при бурении под техническую колонну нагревается выходящим из скважины буровым промывочным раствором и, удлиняясь, поднимает ОП, отрывая его от опорного торца водоотделяющей колонны, что приводит к разрушению устья. Эту проблему решают с помощью колонной головки фирмы «Камерон». Но при бурении при глубинах моря свыше 70 м кондуктор в интервале от донной до палубной подвески под собственным весом и весом ОП становится полностью неустойчивым и, изгибаясь по спирали, ложится внутри водоотделяющей колонны. Тепловое удлинение приводит к разрушению кондуктора внутри водоотделяющей колонны. Возникает необходи-

Рис. 21.7. Узел обвязки водоотделяющей колонны и кондуктора

мость посадки кондуктора с натягом на водоотделяющую колонну. Решение этой проблемы с помощью колонной головки фирмы «Камертон» не предусмотрено.

В Украинской военизированной части разработана, а на заводе «Красный молот» изготовлена колонная головка, которая обеспечивает свободное поднятие кондуктора при тепловом удлинении, а также позволяет с натягом посадить кондуктор на клинья на водоотделяющую колонну.

Обвязку водоотделяющей колонны и кондуктора выполняют в следующем порядке (рис. 21.7):

после спуска кондуктора 2 и цементирования его до донной подвески водоотделяющую колонну 6 отрезают на необходимой высоте;

подвеску 5 устанавливают на водоотделяющую колонну;

после натяжения кондуктор сажают на клинья 4;

отрезают кондуктор и монтируют крестовину 1;

приваривают ребра 3 к крестовине 1 и подвеске 5;

на крестовину 1 устанавливают ОП и осуществляют бурение под техническую колонну.

Основные параметры одно- и двухфланцевых колонных головок, установленные ГОСТ 30196—94, приведены в табл. 21.1 и 21.2.

Фланцевые соединения колонных головок соответствуют требованиям ГОСТ 28919—91. Они обеспечивают соединение между собой, установку блока превенторов противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры без дополнительных переходных деталей.

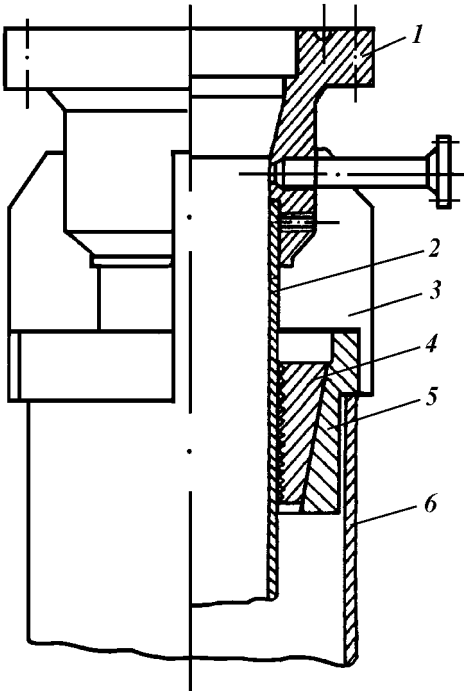


Таблица 21.1

Основные параметры однофланцевых колонных головок

Условный диаметр прохода верхнего фланца, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм	Условный диаметр обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
180	14; 21; 35	От 168 до 194	От 114 до 127
230		От 219 до 245	От 114 до 146
280		От 219 до 273	От 114 до 194
350		От 299 до 351	От 114 до 273
425		От 377 до 426	От 194 до 340
(480)	35	От 406 до 473	От 219 до 377
540		От 473 до 530	От 273 до 426
680		От 560 до 720	От 406 до 630

Таблица 21.2

Основные параметры двухфланцевых колонных головок

Верхний фланец		Нижний фланец		
Условный диаметр прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
280	14; 21	280	14; 21	От 114 до 140
		350		От 114 до 194
		425		От 114 до 194
	35	280	21; 35	От 114 до 140
		350		От 114 до 194
		425		От 114 до 194
	70	280	35; 70	От 114 до 127
		350		От 114 до 178
		425		От 114 до 194
	105	280	70; 105	От 114 до 127
		350		От 114 до 168
		425		От 114 до 194
350	21	280	105; 140	От 114 до 127
		350		От 114 до 168
		425		От 114 до 194
	35	280	14; 21	От 127 до 194
		350		От 140 до 245
		425		От 140 до 245
	70; 105	540	35	От 127 до 178
		350		От 140 до 245
		425		От 140 до 245
	21	540	70; 105	От 140 до 178
		350		От 140 до 194
		425		От 140 до 245
425	35	540	14; 35	От 194 до 340
		680		От 194 до 324
		540		От 194 до 324
480	70	540	35	От 194 до 299
		680		От 219 до 340
		540		От 219 до 377
540	14; 21	680	14	От 219 до 340
		760		От 273 до 426
		760		От 273 до 426
680	14; 21	760	14	От 340 до 530
		760		От 340 до 530
		760		От 340 до 530

В случаях когда устье скважины располагается в слабых или склонных к просадке грунтах, во избежание изгиба устьевой части обсадной колонны под действием сжимающей нагрузки, нижнюю часть колонной головки укрепляют стальной плитой с откосами (рис. 21.8).

Боковые отводы колонной головки должны быть оборудованы фланцевыми соединениями по ГОСТ 28919—91 на рабочее давление, соответствующее рабочему давлению верхнего фланца. При давлении до 14 МПа допускается использование резьбового соединения насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 мм по ГОСТ 633—80.

При бурении скважин с многоколонной конструкцией (число колонн более двух) используют оборудование обвязки обсадных колонн, состоящее из одно- и двухфланцевых колонных головок.

Бедушие заводы — изготовители устьевого оборудования поставляют колонные головки, в которых клиновые трубодержатели совмещены с верхним пакером. Распакеровка в них может происходить автоматически под действием веса обсадной колонны или принудительно путем ввинчивания специальных болтов.

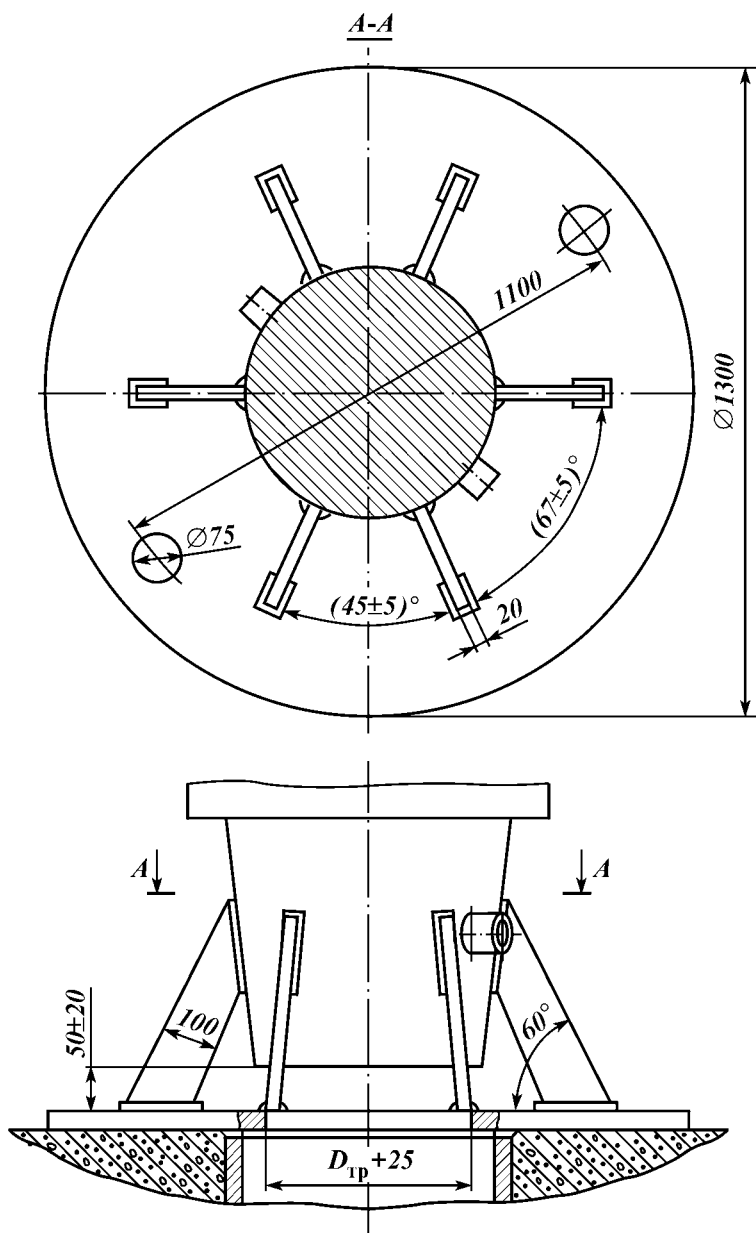


Рис. 21.8. Схема укрепления нижней части однофланцевой колонной головки опорной плитой ВНИИнефтемаша

Трехкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 70 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245, 324 и 426 мм в коррозионно-стойком исполнении типа К3 обозначают шифром ОКК3-70—168×245×324×426К3 и изготавливают на Воронежском механическом заводе (рис. 21.9).

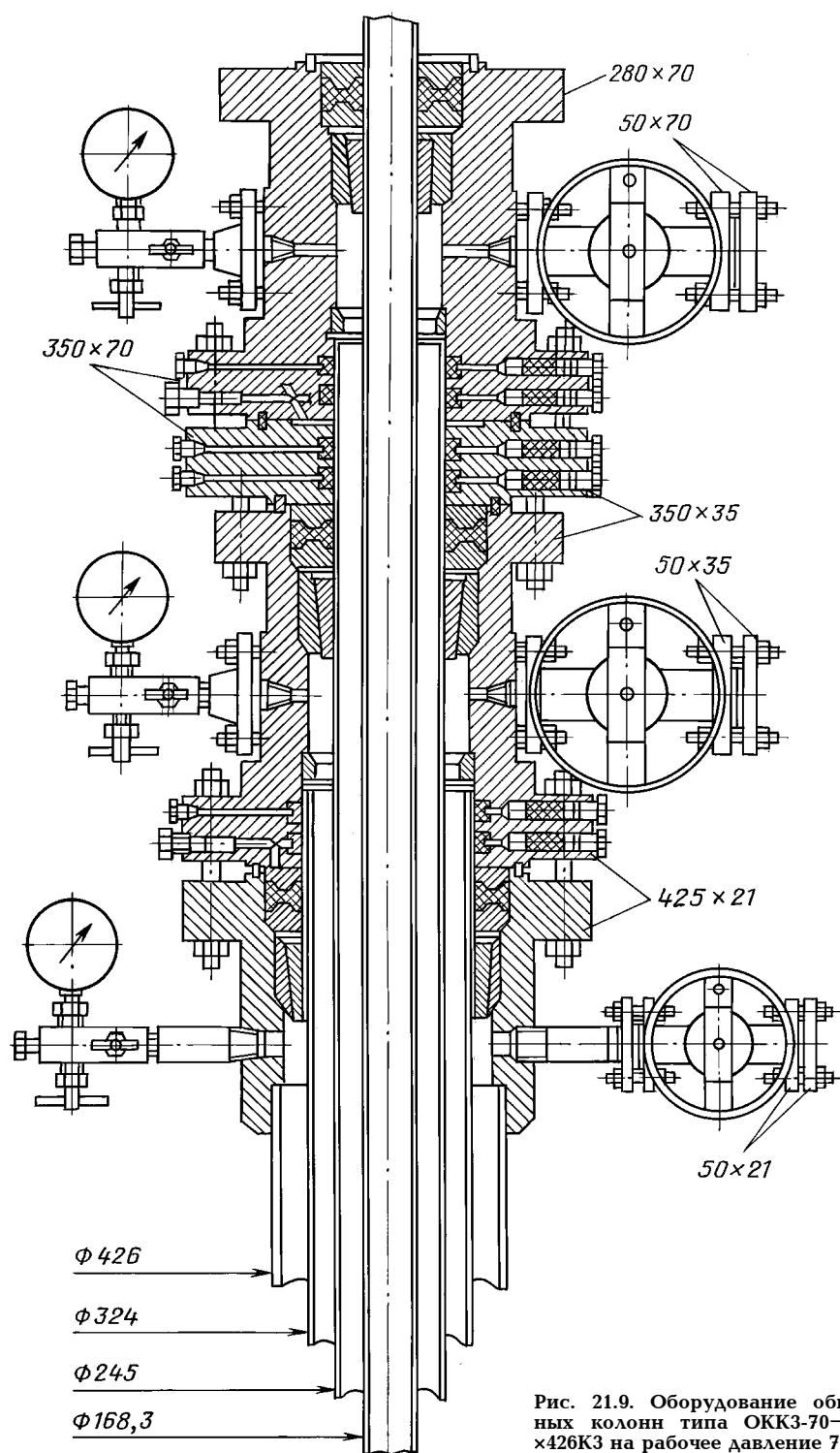


Рис. 21.9. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОККЗ-70-168×245×324×426КЗ на рабочее давление 70 МПа

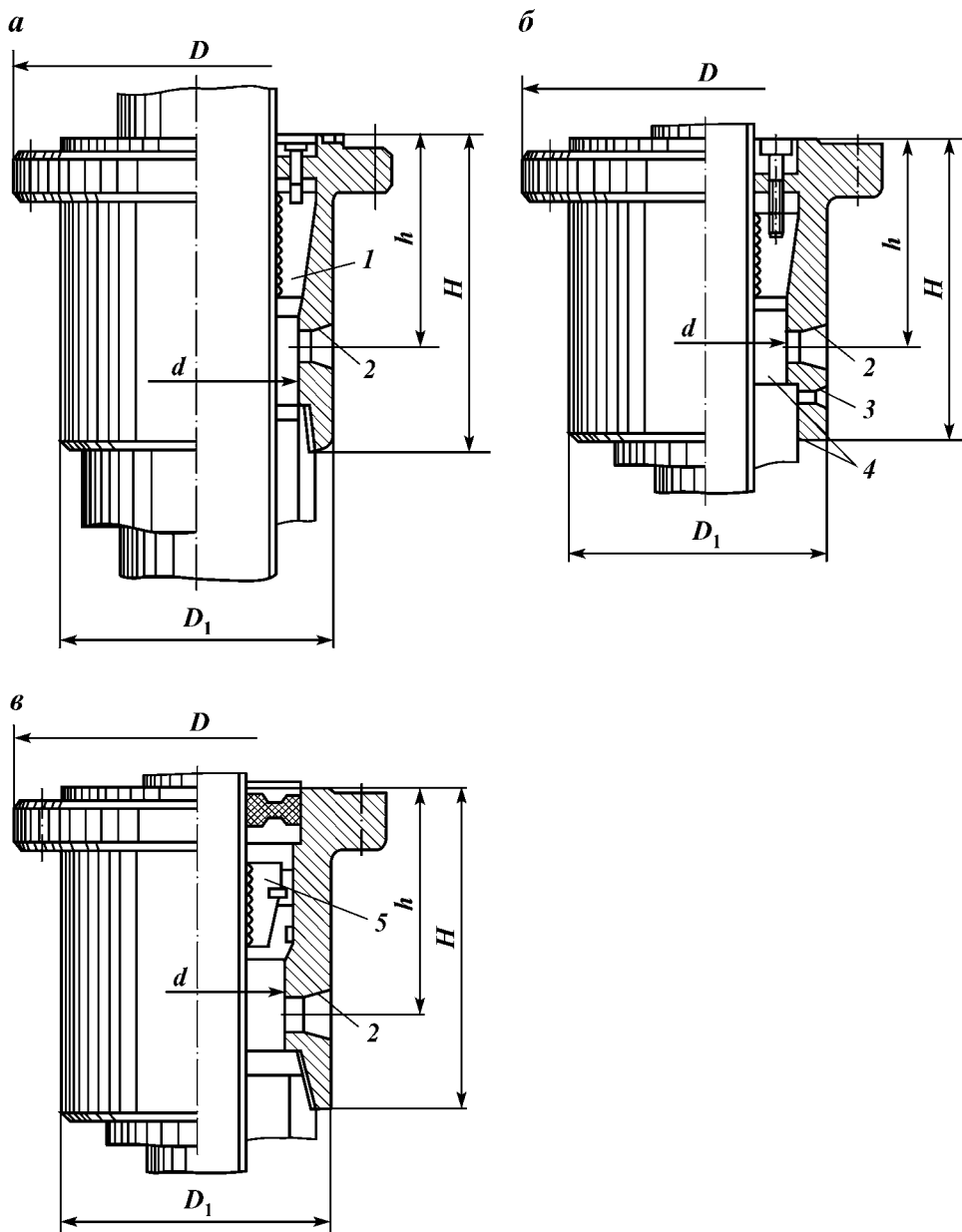


Рис. 21.10. Однофланцевые колонные головки Воронежского механического завода типов Ia (а), Ib (б), II (в):
 1, 5 — подвеска клиновая; 2 — ввод в кольцевой зазор; 3 — контрольное отверстие; 4 — кондуктор

Таблица 21.3

Техническая характеристика оборудования устья скважин типов ОКК1, ОКК2 и ОКК3 на давление 21 и 35 МПа по ТУ 26-02-1146-93 конструкции ВНИИнефтемаша

Тип оборудо- вания	Типоразмер	Давление в секции, МПа			Максималь- ная темпе- ратура скважинной среды, °С	Ориентиро- вочная масса, кг
		нижней	средней	верхней		
ОКК1	ОКК1-21 — 140×219	21	—	—	100	560
	ОКК1-21 — 140×245					
	ОКК1-21 — 140×273					
	ОКК1-21 — 146×219					
	ОКК1-21 — 146×245					
	ОКК1-21 — 146×273					
	ОКК1-21 — 168×245	35	—	—		630
	ОКК1-21 — 168×273					
	ОКК1-35 — 140×219					
	ОКК1-35 — 140×245					
	ОКК1-35 — 140×273					
	ОКК1-35 — 146×219					
	ОКК1-35 — 146×245					
	ОКК1-35 — 146×273					
ОКК1-35 — 168×245						
ОКК1-35 — 168×273						
ОКК2	ОКК2-21 — 140×219×299	21	—	21	1230	
	ОКК2-21 — 146×219×299			21	1210	
	ОКК2-21 — 168×245×324			21	1150	
	ОКК2-21 — 178×245×324			21	1130	
	ОКК2-35 — 140×219×299			35	1770	

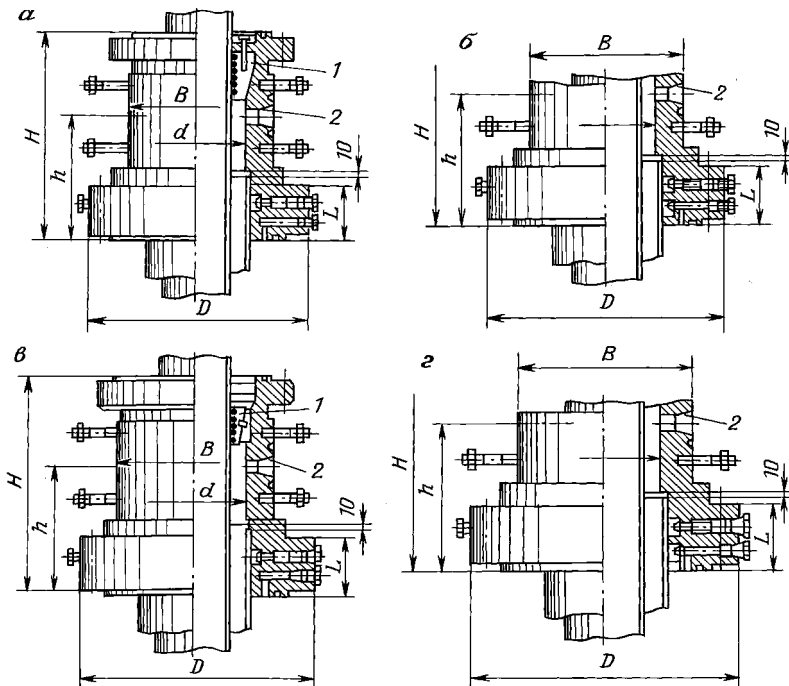


Рис. 21.11. Двухфланцевые колонные головки Воронежского механического завода: а, б — типа I с одинарным и двойным уплотнением; в, г — типа II с одинарным и двойным уплотнением; 1 — подвеска клиновая (тип I и II); 2 — резьба К = 1,5" (ГОСТ 6111-52)

Основные характеристики оборудования устья скважин типа ОКК на рабочее давление 21 и 35 МПа по ТУ 26-02-1146—93 для обвязки обсадных колонн по ГОСТ 632—80 приведены в табл. 21.3. По этим же техническим условиям изготавливает устьевое оборудование ряд заводов: ПО «Севмаш-предприятие» (г. Северодвинск), Электромеханический завод «Буревестник» (г. Гатчина Ленинградской области), ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск).

На рис. 21.10 и 21.11 показаны колонные головки Воронежского механического завода, а в табл. 21.4 и 21.5 приведены их характеристики.

Таблица 21.4

Техническая характеристика однофланцевых колонных головок (I и II типа) Воронежского механического завода (ГОСТ 30196–94)

Номинальные размеры фланца	Диаметр обсадных колонн, мм		Наименьший проходной диаметр, мм	Размеры, мм (см. рис. 21.10)			
	Кондук- тор	Подвешивае- мая коло- нна		<i>D</i>	<i>D</i> ₁	<i>H</i>	<i>h</i>
280×21-R53	219	146	210 235 236	545	368	457 458	320
	245	178			560	560	395
350×14-R57 350×21-R57 425×21-R66 425×21-R66 280×35-R54	324	245	304		560 610	405 432	458 457
350×35-BX160	426	324 299	385 399 235 304 300 288 304	705	510 515	467 500	290 335
	245	168		545	368		
	324	245		675	481	457	317
	340	245				460	
	299	219				457	
	324	245				500	330
280×21-R53	245	168	225 234 314	371 368	457	317 330	
350×21-R57		245	304 406	432 610	500 457	335 310	
425×21-R66	426	324	385	705	510 510	467	290
527×21-R74	508	340	460	855	628	600	405

Таблица 21.5

Техническая характеристика двухфланцевых колонных головок (I и II типа) Воронежского механического завода (ГОСТ 30196–94)

Параметры фланца по ГОСТ 28919—91, мм×МПа			Размеры обвязываемых колонн, мм		Наименьший проходной диаметр, мм	Размеры, мм (см. рис. 21.11)				Высота отрезаемой части уплотняемой трубы, мм
нижнего	верхнего	бокового	уплотняемой	подвешиваемой		<i>D</i>	<i>B</i>	<i>H</i>	<i>h</i>	
350×35	280×35	50×35	245	168	230	678	432	675	318	150
425×21	350×35		324	245	305	705	510		330	125
			340		312		510			130
			324	219	306		508			
350×21	280×35		299	270	460	318	165*			
350×35	280×70		245	218	372			150*		
			219		194	675				

Продолжение табл. 21.5

Параметры фланца по ГОСТ 28919—91, мм×МПа			Размеры обвязываемых колонн, мм		Наименьший проходной диаметр, мм	Размеры, мм (см. рис. 21.11)				Высота отрезаемой части уплотняемой трубы, мм
нижнего	верхнего	бокового	уплотняемой	подвешиваемой		D	B	H	h	
	230×70	50×70	245	140		675	410		321	
540×35	425×70		340	273	308	990	560	820	420	155*
350×21				168		610	372	675		
				140		560	350			
				168						
				178						
350×21	280×21	50×21	245	146	225		372	760	357	165*
				168						
				178						
	280×35		219		200	610				
	280×35	50×35	245	140	218					
425×21	350×35		324	245	305	705	460			140*
	230×70		219		200		390	760	345	
350×35		50×70		140	225	675	408	675		165*
					218			675		
350×70	280×70		245	168	225		510	760	380	
				178	230	770			380	
350×105	280×105	50×105		140	225	885	522	900	440	150*
350×21	280×35	50×35	245	168	238	610	362	675	322	155*
425×21	350×35		324	245	270	705	460	675	330	
350×21	280×35	65×35	245	168	238	610	367	680	322	140
350×35						675	390	690	345	

*С двумя уплотнениями.

21.2. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Оборудование противовыбросовое (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной в целях обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Область применения ОП — строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи комплекса — сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Комплекс ОП обеспечивает проведение следующих работ:

герметизацию скважины, включающую закрытие и открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;

спуск и подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвешивание колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;

циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодавления на забой и его дегазацию;

оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862—90 и данным, приведенным в табл. 21.6.

В соответствии с ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 — с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3—10 — с гидравлическим приводом превенторов.

На рис. 21.12 приведены схемы 1, 3, 7 и 10. Схема включает блок превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, кольцевой, соединительные катушки и крестовина), станцию гидроуправления превенторами и гидроуправляемыми задвижками и манифольд противовыбросового оборудования, состоящий из блока глушения, блока дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорных трубопроводов и блока сепаратора бурового раствора.

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862—90 устанавливают минимальное число необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины.

В ОП для бурения допускается уменьшение условного диаметра прохода линий, соединяемых с дросселем, и линий глушения до 50 мм, увеличение условного диаметра прохода линий дросселирования до 100 мм. При этом условный диаметр прохода боковых отводов устьевой крестовины должен быть не более условного диаметра прохода подсоединяемой линии манифольда.

Допускается также применять станции гидропривода с номинальным давлением из следующего ряда: 16; 25; 32; 40 МПа.

Условное обозначение ОП по ГОСТ 13862—90 состоит из слова «оборудование», шифра, построенного по приведенной ниже схеме, и наименования нормативно-технического документа на поставку или стандарта:

Таблица 21.6

Основные параметры противовыбросового оборудования

Условный диаметр прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3 – 10), МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14; 21; 35; 70 ^{*1)} 14; 21 ^{*2)} ; 35 ^{*2)} ; 70; 105 35 ^{*3)} ; 70 ^{*3)} 21; 35; 70 ^{*4)} ; 105 21; 35 ^{*3)} ; 70 21; 35 35; 70 14; 21 7; 14	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	—
180					127
230					146
280					194
350					273
425					340
476					377
540					426
680					560
^{*1)}Изготовитель — МНПЭК. ^{*2)}Изготовитель — ПО «Баррикады». ^{*3)}Изготовитель — ОАО «ВЗБТ». ^{*4)}Изготовитель — Пермский машиностроительный завод.					

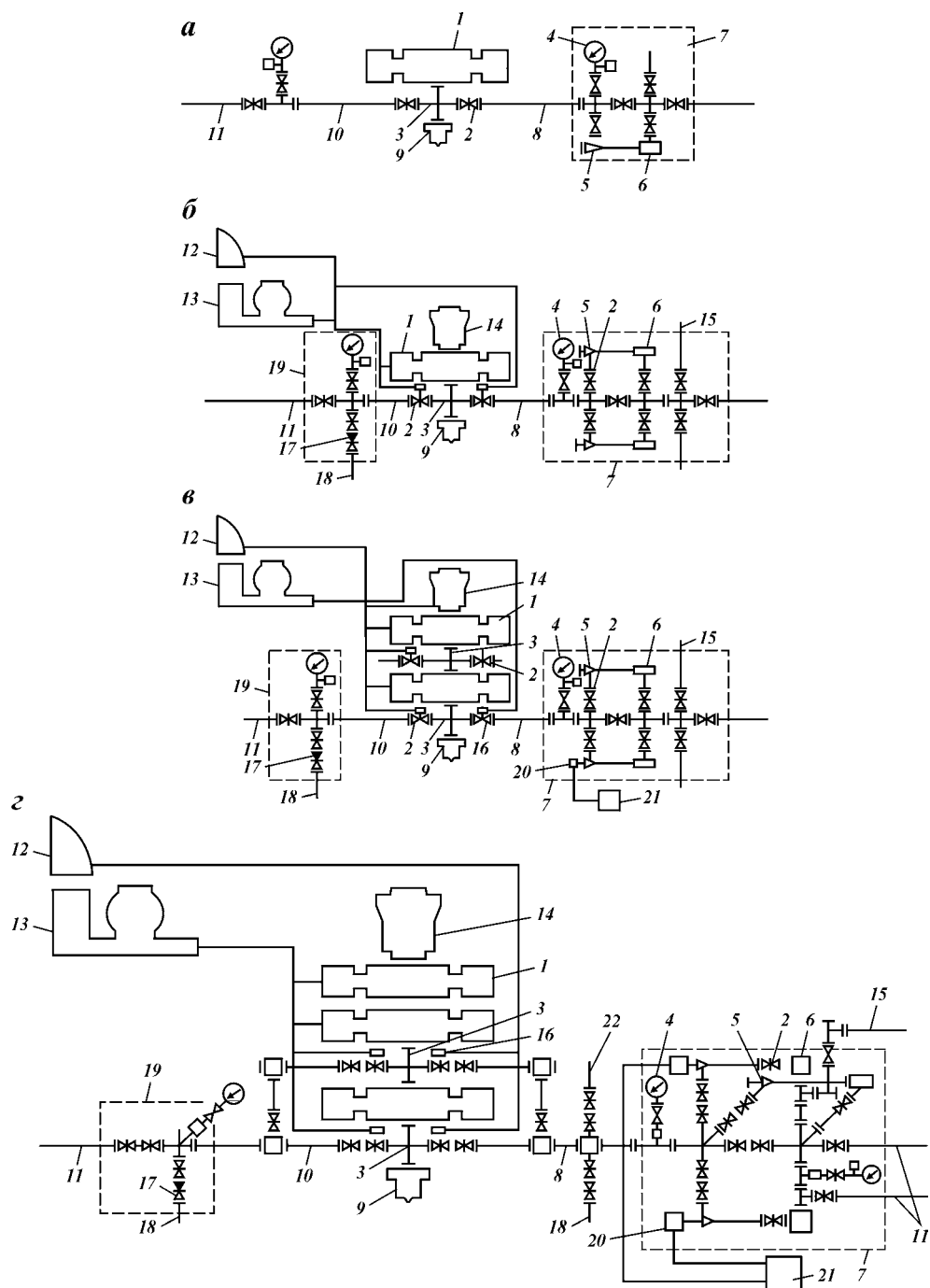


Рис. 21.12. Типовые схемы обвязки противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90:
а – схема 1; **б** – схема 3; **в** – схема 7; **г** – схема 10; 1 – плащечный превентор; 2 – за-
 движка с ручным управлением; 3 – крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным уст-
 ройствами; 5 – регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 – гаситель потока; 7 –

Таблица 21.7

Коррозионное исполнение ОП

Скважинная среда с объемным содержанием	Обозначение коррозионно-стойкого исполнения
CO ₂ — до 6 %	K1
CO ₂ и H ₂ S — до 6 % каждого	K2
CO ₂ и H ₂ S — до 25 % каждого	K3

Таблица 21.8

Техническая характеристика ОП

Показатель	Типоразмер оборудования			
	ОП5-230×35 – А (ТУ 3-2451 – 91)	ОП-230×70 – А (ТУ 3-2533 – 94)	ОП-280×70 (ТУ 3-2496 – 92)	ОП-350×35 (ТУ 3661-006-07500846 – 96)
Номер схемы обвязки оборудования по ГОСТ 13862 – 90	5 и 6	5, 6 и 7	5, 6 и 7	5, 6, 7 и 8
Условный диаметр прохода, мм:	230		280	350
Рабочее давление, МПа:		70		
плашечных превенторов и манифольда	35			35
Условный диаметр труб, уплотняемый плашками превентора, мм	73 – 168	73 – 168	60,3 – 194,0	73 – 273
Номинальное рабочее давление гидроуправления превенторами, МПа	14		21,0	14 и 21
Состав комплекта ОП (шифр):				
кольцевой превентор	ПУ1-230×35	ПУ1-230×35А	ПУ2-230×35	ПУ2-350×35
плашечный превентор	ППГ-230×35	ППГ-230×70	ППГ-280×70	ППГ-350×35
манифольд	МПБ5-80×35	МПБ6-80×70	МПБ6-80×70	МПБ5-80×35
гидроуправление превенторами	ГУП14	ГУП14	СУ21-65	СУ14-916
Габаритные размеры блока превенторов (длина, ширина, высота), мм	2762×880×2530	2950×880×3535	3100×1062×3222	2900×1250×3490
Масса полного комплекта, кг	17 094	23 278	37 565	39 900
Изготовитель	ОАО «ВЗБТ»		Пермский маш-завод им. Ленина	ОАО «ВЗБТ»
Примечание. Для всех указанных типоразмеров условный диаметр прохода мани- фольда – 80 мм, рабочее давление кольцевого превентора – 35 МПа, температура сква- жинной среды – 150 °С.				

блок дросселирования; 8 – линия дросселирования; 9 – устье скважины; 10 – линия глуше-
ния; 11 – прямой сброс; 12 – вспомогательный пульт; 13 – гидроуправление превенторами с
основным пультом; 14 – кольцевой превентор; 15 – отвод к сепаратору; 16 – задвижка с
гидроуправлением; 17 – обратный клапан; 18 – отвод к буровым насосам; 19 – блок глуше-
ния; 20 – регулируемый дроссель с гидроуправлением; 21 – пульт управления дросселем;
22 – отвод к системе опробования скважины

диаметр условный прохода ОП, мм;
диаметр условный прохода манифольда, мм;
рабочее давление, МПа;
тип исполнения изделия по коррозионной стойкости — в зависимости от скважинной среды (табл. 21.7);

обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП6-280/80×35, ГОСТ 13862—90.

То же для ОП по схеме 9 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм, превентором с перерезывающими плашками и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП9с-280/80×70, ГОСТ 13862—90.

В табл. 21.8 приведена краткая техническая характеристика ОП, поставляемого заводами России.

ПЛАШЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья при наличии в скважине труб или в отсутствие их; применяют для эксплуатации в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подшивку колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления.

Установлена следующая система обозначения плашечного превентора: тип превентора и вид привода — ППГ (плашечный с гидроприводом), ППР (плашечный с ручным приводом), ППС (плашечный с перерезывающими плашками);

конструктивное исполнение — с трубными или глухими плашками — не обозначается;

диаметр условный прохода, мм;

рабочее давление, МПа;

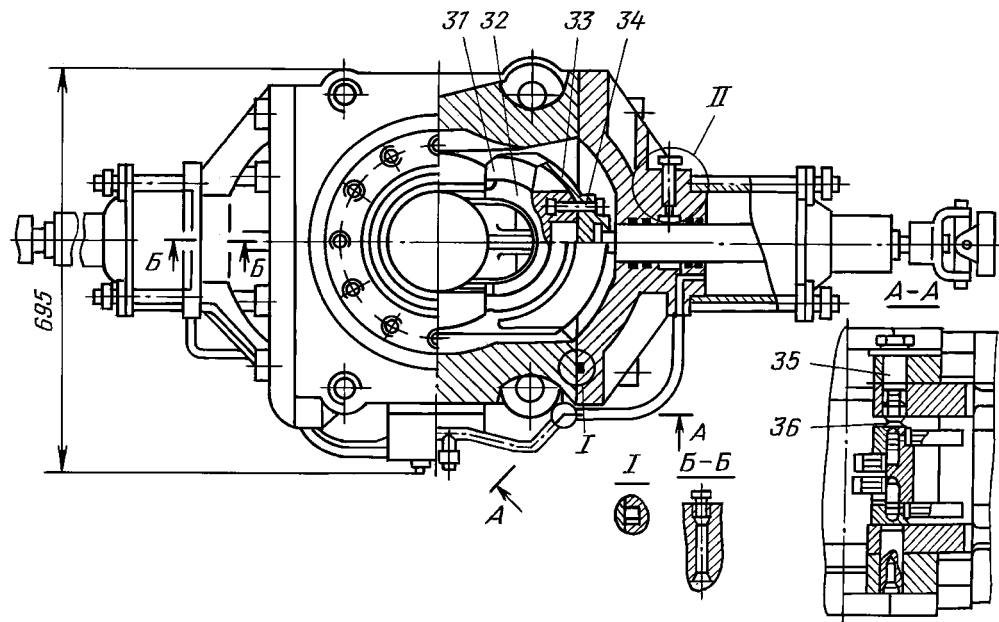
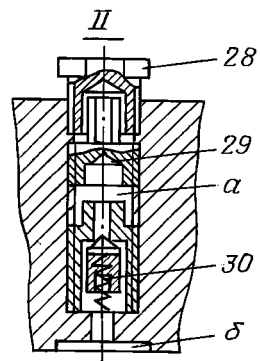
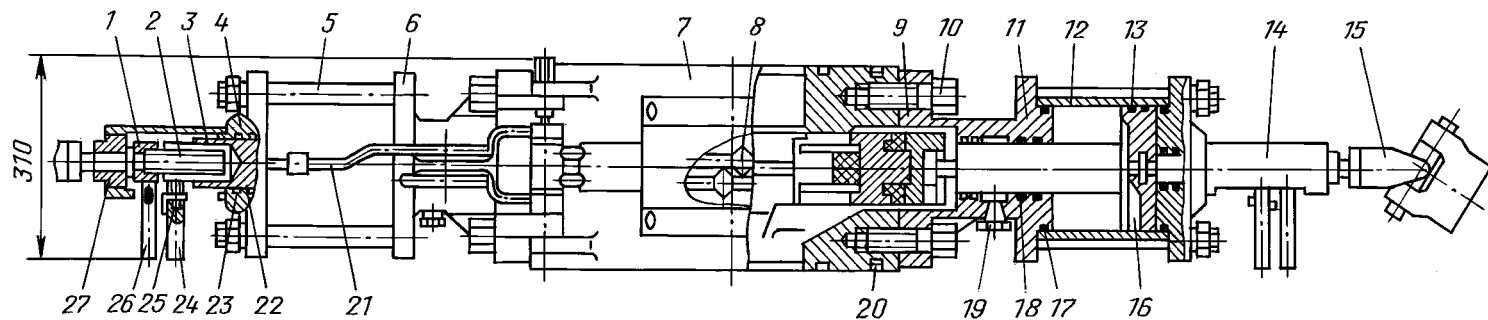
тип исполнения — в зависимости от скважинной среды (К1, К2, К3).

Плашечные превенторы с гидравлическим управлением предназначены для герметизации устья скважины в целях предупреждения выброса. Их изготавливают на Волгоградском заводе буровой техники (ОАО «ВЗБТ») и заводом им. Лейтенанта Шмидта (г. Баку). ВЗБТ выпускает плашечные превенторы ППГ—230×35 и ППГ—230×70.

Плашечный превентор ППГ—230×35 (рис. 21.13) состоит из корпуса 7

Рис. 21.13. Плашечный превентор ППГ—230×35:

1 — гайка; 2 — вал; 3 — шток; 4, 14 — крышки; 5 — шпилька; 6, 11 — откидные крышки с гидроцилиндром; 7 — корпус превентора; 8 — распределительный коллектор; 9 — армированное уплотнение; 10, 29, 34, 35 — винты; 12 — цилиндр; 13, 17, 18, 22 — резиновые уплотнительные кольца; 15 — вилка; 16 — поршень; 19 — пробка; 20 — паропровод; 21 — маслопровод; 23 — сальниковое кольцо; 24, 26 — пальцы; 25 — ось; 27 — втулка; 28 — пробка; 30 — обратный клапан; 31 — уплотнение плашки; 32 — вкладыш; 33 — корпус плашки; 36 — пружинное кольцо; а, б — полости для уплотнительного смазочного материала



и крышек 6, 11 с гидроцилиндрами. Корпус 7 представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую вертикальное проходное отверстие диаметром 230 мм и горизонтальную сквозную прямоугольную полость, в которой размещаются и движутся плашки. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками 6 и 11, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышки крепятся к корпусу 7 винтами 10. Такая конструкция превенторов позволяет быстро заменять плашки, не снимая превентора с устья бурящейся скважины даже при наличии в ней инструмента.

Плашечные превенторы укомплектовываются следующими плашками: трубными, каждая пара из которых уплотняет трубы определенного размера; глухими, герметизирующими скважину в отсутствие в ней инструмента.

Специальные треугольные выступы на вкладышах трубных плашек обеспечивают принудительное центрирование колонны труб при закрытии превентора. Плашку в собранном виде насаживают на Т-образный паз штока и вставляют в корпус превентора.

Каждая плашка перемещается поршнем 16 гидравлического цилиндра 12. От коллектора 8 по маслопроводам 21 и через поворотное ниппельное соединение масло под давлением поступает в гидроцилиндры. Палец 24 служит визуальным указателем положения «Открыто — закрыто» плашек превентора, палец 26 — указателем положения фиксатора плашек. Для фиксации плашек в положении «Закрыто» с помощью ручного привода необходимо вращать штурвалы по часовой стрелке; через вилку 15 вращение передается на вал 2, по которому передвигается гайка 1 с пальцем 26 до упора в шток 3. Полость плашек превенторов в зимнее время при температуре ниже -5°C следует обогревать паром, подаваемым в паропровод 20 корпуса превентора через отверстие в нем.

Крышка корпуса уплотняется армированным уплотнением 9.

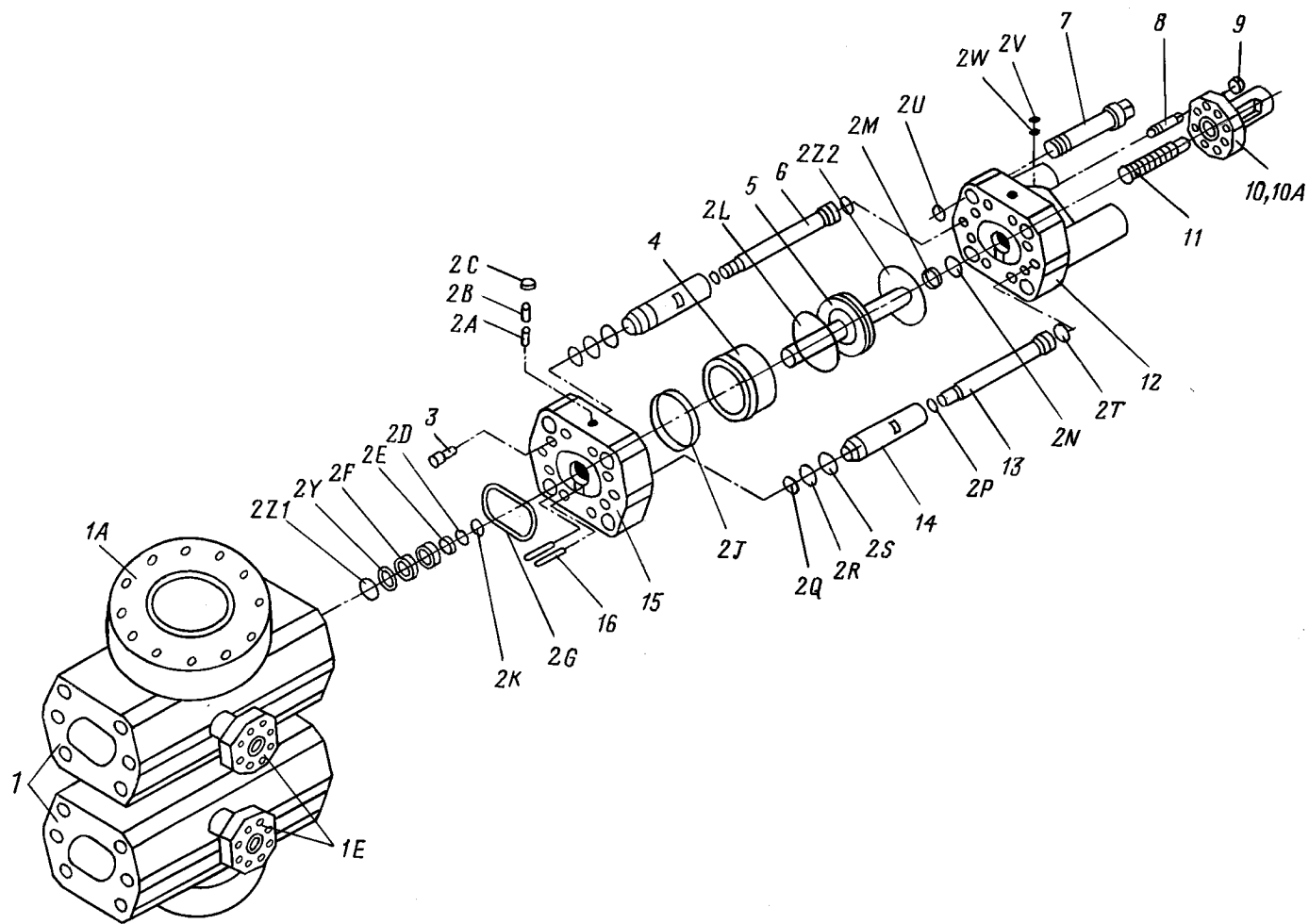
Для аварийного уплотнения штока в случае изнашивания (или прорыва) уплотнительного элемента на крышках превентора имеются специальные приспособления, состоящие из винта 29 и обратного клапана 30. Полость *a* при эксплуатации заполняется пластичным уплотнительным смазочным материалом для фонтанной арматуры. Уплотнение штока достигается за счет нагнетания смазочного материала под давлением в полость *b*. Давление создается винтом 29. При проверке герметичности уплотнительных элементов штока полость *b* следует держать открытой (с вывинченной пробкой 19).

На рис. 21.14 показана детализировка двойного плашечного превентора, а на рис. 21.15 — плашки превенторов.

Пример условного обозначения плашечного превентора с гидроприводом, условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2: ППГ — 350×35К2.

Рис. 21.14. Превентор плашечный двойной ($D_y = 180$ мм, $p_y = 70$ МПа) Воронежского механического завода:

1 — корпус; 1А — фланец корпуса; 1Е — боковые отводы из-под плашек с фланцами; 2А — обратный клапан с уплотнением; 2В — втулка с уплотнением; 2С — пробка с уплотнением; остальные детали 2 с буквами D, E, F, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T, U, Z — уплотнительные кольца; 3 — болт крепления крышки и промежуточного фланца корпуса; 4 — гидроцилиндр; 5 — поршень гидроцилиндра; 6, 13 — поршень закрывания и открывания крышки; 7 — болт крышки; 8, 16 — шпильки; 9 — гайка; 10, 10А — корпус фиксатора плашки; 11 — фиксатор плашки; 12 — крышка; 14 — цилиндр для открывания крышки; 15 — промежуточный фланец корпуса



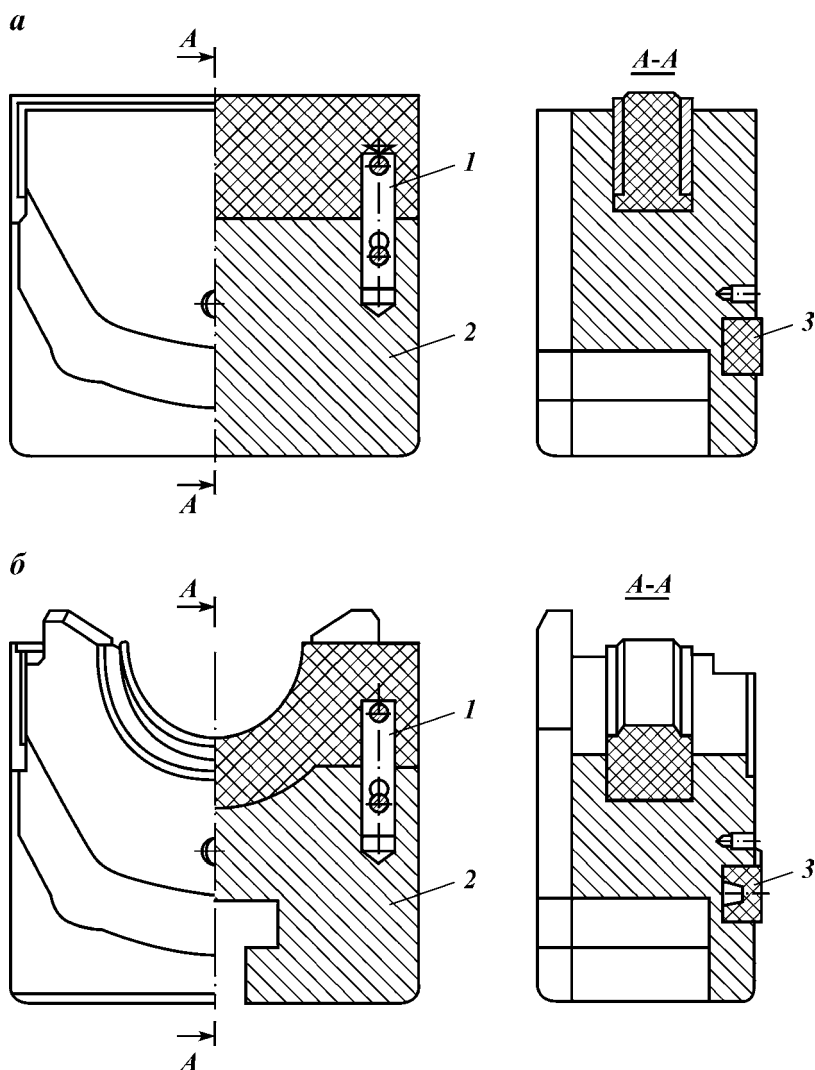


Рис. 21.15. Плашки превенторов ОАО «ВЗБТ»:

а – глухая; *б* – трубная; 1, 3 – уплотнения плашки; 2 – корпус плашки

Плашечные превенторы поставляют в комплекте противовыбросового оборудования или россыпью.

Технические характеристики плашечных превенторов даны в табл. 21.9–21.11.

Основные показатели надежности плашечного превентора обеспечивают периодическую проверку его на функционирование путем закрытия на трубе, опрессовкой буровым раствором или водой и открытия, а также возможностью расхаживания бурильной колонны на длине трубы под избыточным давлением. Показатели надежности плашечных превенторов установлены ГОСТ 27743–88.

Таблица 21.11

Техническая характеристика плашечных превенторов, выпускаемых Воронежским механическим заводом и ОАО «Станкотехника»

Показатель	Типоразмер превентора				
	ППР-103×21	ПП-180×21	ПП-180×35	ПП2-230×21	ППГ2-230×21
Условный диаметр прохода, мм	103	180		230	
Рабочее давление, МПа	21	21	35	0,48; 60; 73; 89; 102; 114; 168	21
Диаметр уплотняемых труб, мм	—	60; 73; 89; 102; 114		—	48; 60; 73; 89; 102; 114; 127; 140; 146; 168
Диаметр уплотняемого кабеля, мм	2; 5 (4; 6)	6; 9; 11; 16		—	—
Привод плашек		Ручной			Гидравлический
Давление пара в камере обогрева, МПа, не более	—	0,1			
Тип соединения с другим оборудованием	На резьбе	Фланец 180×21	Фланец 180×35	Фланец 230×21	
Габаритные размеры, мм:					
длина	915	1500	1518	1984	2210
ширина	292	636	662	722	790
высота (с фланцами)	1070	744	824	1000	1035
Масса, кг, не более	270	1150	1300	1750	4670

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ (КОЛЬЦЕВЫЕ) ПРЕВЕНТОРЫ

Кольцевые превенторы предназначены для герметизации устья скважины при наличии колонны труб или в отсутствие ее.

Установлена следующая система обозначения кольцевых превенторов:

ПУ — превентор кольцевой (универсальный);

конструктивное исполнение;

1 — с конической наружной поверхностью уплотнителя;

2 — со сферической наружной поверхностью уплотнителя;

диаметр условный прохода, мм;

рабочее давление, МПа.

Кольцевой уплотнитель универсального превентора должен позволять: протаскивание колонны труб общей длиной не менее 2000 м при давлении в скважине не более 10 МПа с замковыми муфтовыми соединениями со специальными фасками, снятыми под углом 18°; расхаживание и проворачивание колонны; открытие и закрытие превентора на расчетное число циклов; быструю замену кольцевого уплотнителя без демонтажа превентора.

Универсальный превентор ПУ1–230×35 (рис. 21.16) состоит из корпуса 3, крышки 1, плунжера 5, кольцевого уплотнителя 4, втулки 9. Корпус, плунжер и крышка — стальные отливки ступенчатой формы. Крышку ввинчивают в корпус с помощью прямоугольной резьбы. Кольцевой уплотнитель — массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками двутаврового сечения.

Корпус, плунжер и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры *a* и *б*, изолированные манжетами. Камера *a* — распорная и служит для открытия превентора, камера *б* — запорная и служит для его закрытия. Под давлением масла, подаваемого в запорную камеру из системы гидроуправления, плунжер движется вверх, перемещая кольцевой уплотнитель; последний при этом герметизирует устье скважины вокруг любой части буровой колонны, а также в ее отсутствие. Для открытия пре-

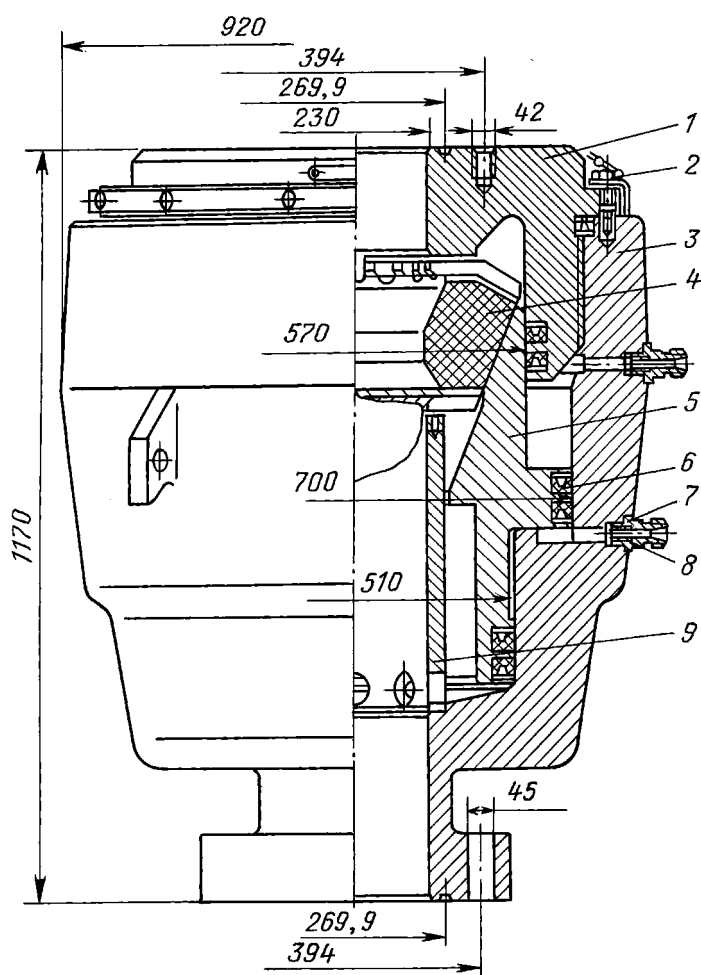


Рис. 21.16. Универсальный превентор ПУ1-230x35:

1 — крышка; 2 — ограничитель; 3 — корпус; 4 — кольцевой уплотнитель; 5 — плунжер; 6 — манжета; 7 — уплотнительное кольцо; 8 — штуцер; 9 — втулка

б

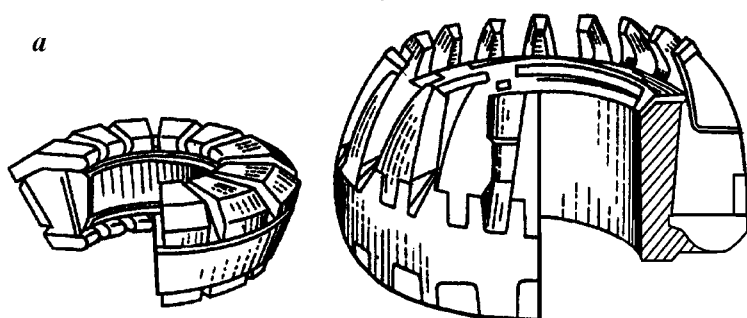


Рис. 21.17. Уплотнители кольцевых превенторов типа ПУ1 (а) и типа ПУ2 (б)

вентора масло подается в распорную камеру, плунжер перемещается вниз, кольцевой уплотнитель расширяется, принимая первоначальную форму. Жидкость из запорной камеры вытесняется в сливную линию гидравлического управления.

Уплотнители (рис. 21.17) обеспечивает герметизацию устья при спущенных в скважину трубах диаметром до 194 мм. Время закрытия превентора — 30 с.

Конструкция универсальных превенторов ПУ1—280×35, ПУ1—350×35 аналогична конструкции ПУ1—230×35.

ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПРЕВЕНТОРЫ

Превенторы вращающиеся (ПВ) предназначены для автоматической герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжеленных, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при ее вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спускоподъемных операций. Устанавливают

ПВ над блоком превенторов взамен разъемного желоба для отвода бурового раствора к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

ПВ применяют при бурении с промывкой азрированным буровым раствором, продувкой газообразными агентами, обратной промывкой, регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт, а также при вскрытии продуктивных пластов на «равновесии» и с депрессией в климатических условиях широкого диапазона зон по ГОСТ 15150—69.

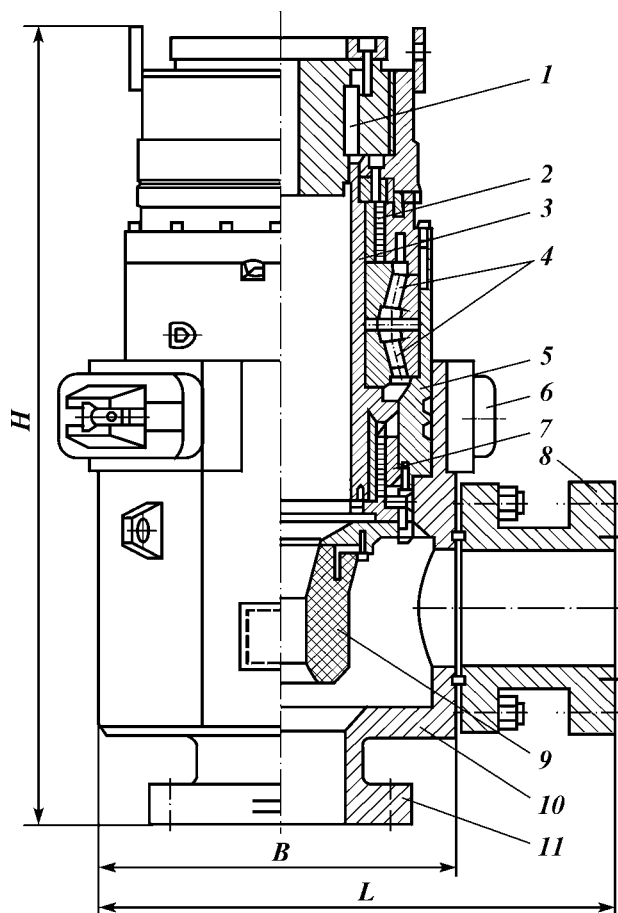


Рис. 21.18. Роторный герметизатор ЦКБ «Титан»:

1 — вкладыш; 2, 7 — уплотнения; 3 — ствол; 4 — роликоподшипники радиально-упорные; 5 — корпус съемного патрона; 6 — байонетная гайка; 8 — боковой отвод с фланцем; 9 — уплотнитель герметизатора; 10 — корпус герметизатора; 11 — присоединительный фланец

Превенторы под названием «роторный герметизатор» выпускают на опытном производстве ЦКБ «Титан» в г. Волгограде.

Техническая характеристика роторных герметизаторов приведена в табл. 21.12, а общий вид показан на рис. 21.18.

Техническая характеристика ПВ конструкции СевКавНИПИгаза и Воронежского механического завода дана в табл. 21.13, а общий вид изображен на рис. 21.19.

Основные узлы и детали ПВ — корпус, съемный патрон с металлорезиновым уплотнителем и узлом из подшипников, зажимы для рабочей трубы и байонетная гайка. Вращающийся ствол с неподвижным корпусом герметизируется системой резиновых манжетных уплотнений, предотвращающих проникновение промывочной жидкости в подшипниковый узел.

Таблица 21.12

Техническая характеристика роторных герметизаторов ЦКБ «Титан»

Показатель	Типоразмер герметизатора			
	180×21	230×14	280×21	350×35
Условный диаметр прохода корпуса, мм	180	230	280	350
Условный диаметр прохода бокового отвода, мм	180	180	180	230
Наружный диаметр уплотнителей для труб, мм	73; 89; 114; 127; 140			
Типоразмеры фланцев, мм×МПа:				
нижнего	180×21	230×14	280×21	350×35
бокового	180×21	180×21	180×21	230×14
Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм	1200×730×490	1200×730×490	1200×730×545	1255×730×675
Масса, кг	960	1120	1200	1350

Примечание. Для указанных типоразмеров диаметр прохода в съемном патроне — 208 мм; наружный диаметр — 442 мм; рабочее давление при вращении патрона — 3,5 МПа, без вращения — 7,0 МПа; максимальная частота вращения съемного патрона — 100 мин⁻¹.

Таблица 21.13

Техническая характеристика вращающихся превенторов

Показатель	Типоразмер превентора			
	ПВ1-С — 280×7	ПВ1-С — 350×7	ПВ1-С — 425×7	ПВ6-С — 280×14
Диаметр проходного отверстия по фланцу, мм	280	350	425	280
Рабочее давление, МПа:				
при вращении		3,5		7,0
без вращения		7,0		14,0
Условный диаметр уплотняемых бурильных и насосно-компрессорных труб, мм	60; 73; 89; 114; 140			
Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм	695×775×475	695×775×475	695×775×475	1220×940×605
Масса, кг	475	610	720	1200
Изготовитель	Опытное производство СевКавНИПИгаза			Воронежский механический завод

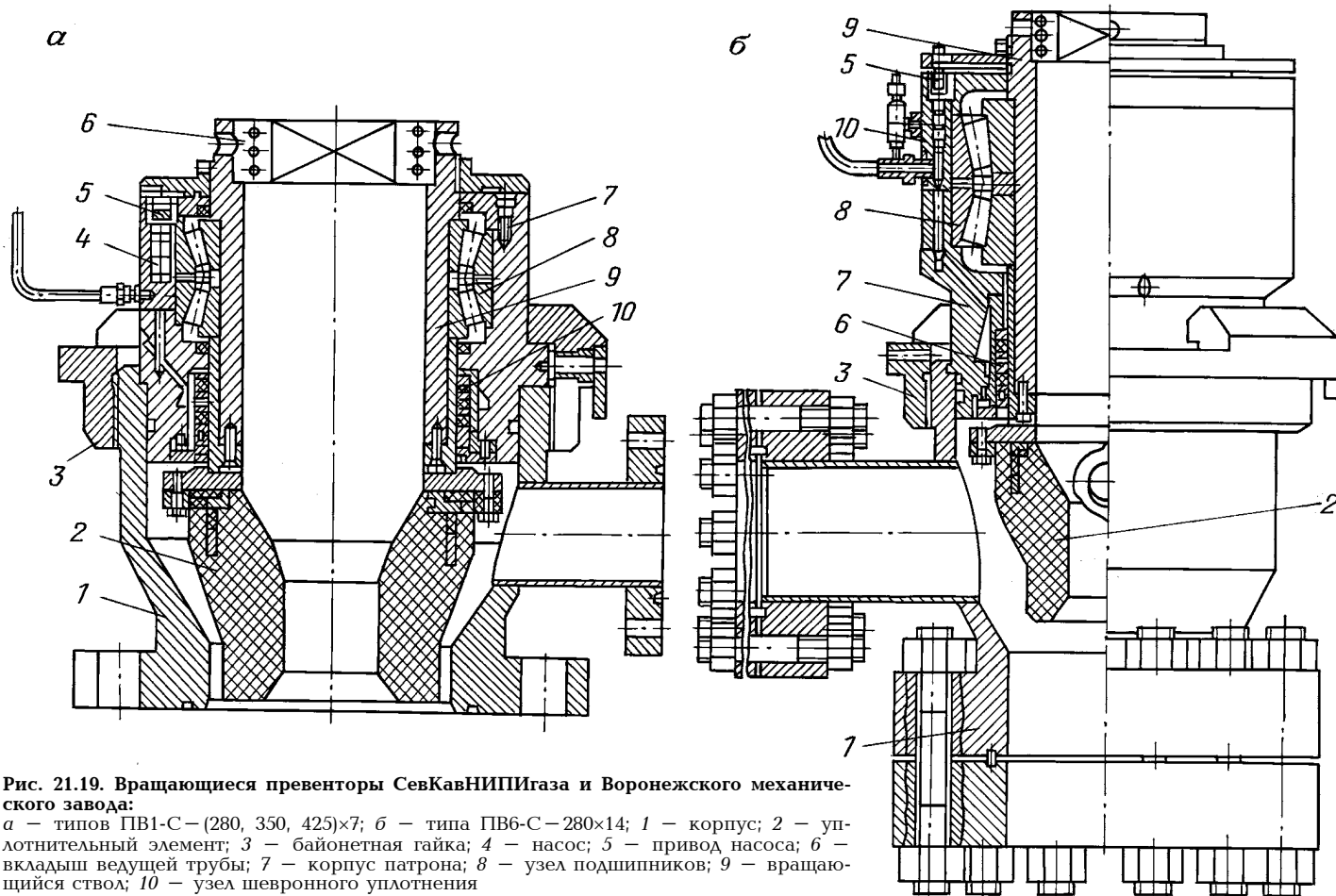


Рис. 21.19. Вращающиеся превенторы СевКавНИПИгаза и Воронежского механического завода:
 а — типов ПВ1-С — (280, 350, 425)×7; б — типа ПВ6-С — 280×14; 1 — корпус; 2 — уплотнительный элемент; 3 — байонетная гайка; 4 — насос; 5 — привод насоса; 6 — вкладыш ведущей трубы; 7 — корпус патрона; 8 — узел подшипников; 9 — вращающийся ствол; 10 — узел шевронного уплотнения

ФЛАНЦЕВЫЕ КАТУШКИ И КРЕСТОВИНЫ

Для соединения с колонной головкой, а также между собой плашечных, кольцевого и вращающегося превенторов используют соединительные и переходные фланцевые катушки и крестовины (табл. 21.14).

Таблица 21.14

Техническая характеристика автоматических соединительных и переходных фланцевых катушек и крестовин

Условный диаметр прохода, мм	Типоразмер фланцевого соединения, мм×МПа	Высота фланцевой катушки, мм	Высота крестовины*, мм
230	230×35	406	630
	230×70	440	690
280	280×70	535	634
350	350×35	440	560
425	425×21	455	525
*Определена с отводами диаметром 80 мм.			

УСТАНОВКИ ГИДРОУПРАВЛЕНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Установки предназначены для оперативного дистанционного управления превенторами и гидроуправляемыми задвижками.

Противовыбросовое оборудование комплектуется станциями гидропривода типов ГУП-14, СУ14-916, СУ21-625, СУ21-875 и СУ21-1375. Кроме того, ЦКБ «Титан» разработана СУ-25/10-1250-ОП10с.

Техническая характеристика станций гидроуправления превенторами приведена в табл. 21.15, общий вид станции ГУП14 показан на рис. 21.20.

Гидроуправление состоит из насосно-аккумуляторного блока с основным пультом управления, вспомогательного пульта и соединительных металлических трубопроводов с шарнирными соединениями.

Пневмогидроаккумуляторы служат для накопления гидравлической энергии за счет сжатия инертного газа в целях сокращения времени на операции дистанционного закрывания-открывания уплотнительных элементов плашечных и кольцевого превенторов и задвижек манифольда и обеспечения ее работы при отключении электроэнергии на буровой. Общий вид сферического пневмогидроаккумулятора приведен на рис. 21.21. Гидроуправление типа СУ21-625 и другие оснащены пневмогидроаккумуляторами цилиндрической формы.

В случае отключения электроэнергии или неполадок в насосе жидкость в аккумулятор закачивают ручным или пневмоприводным насосом.

Из аккумулятора жидкость под давлением с помощью распределителей поступает в гидрокамеры плашечного или кольцевого превенторов и задвижек, закрывая или открывая при этом превенторы и задвижки.

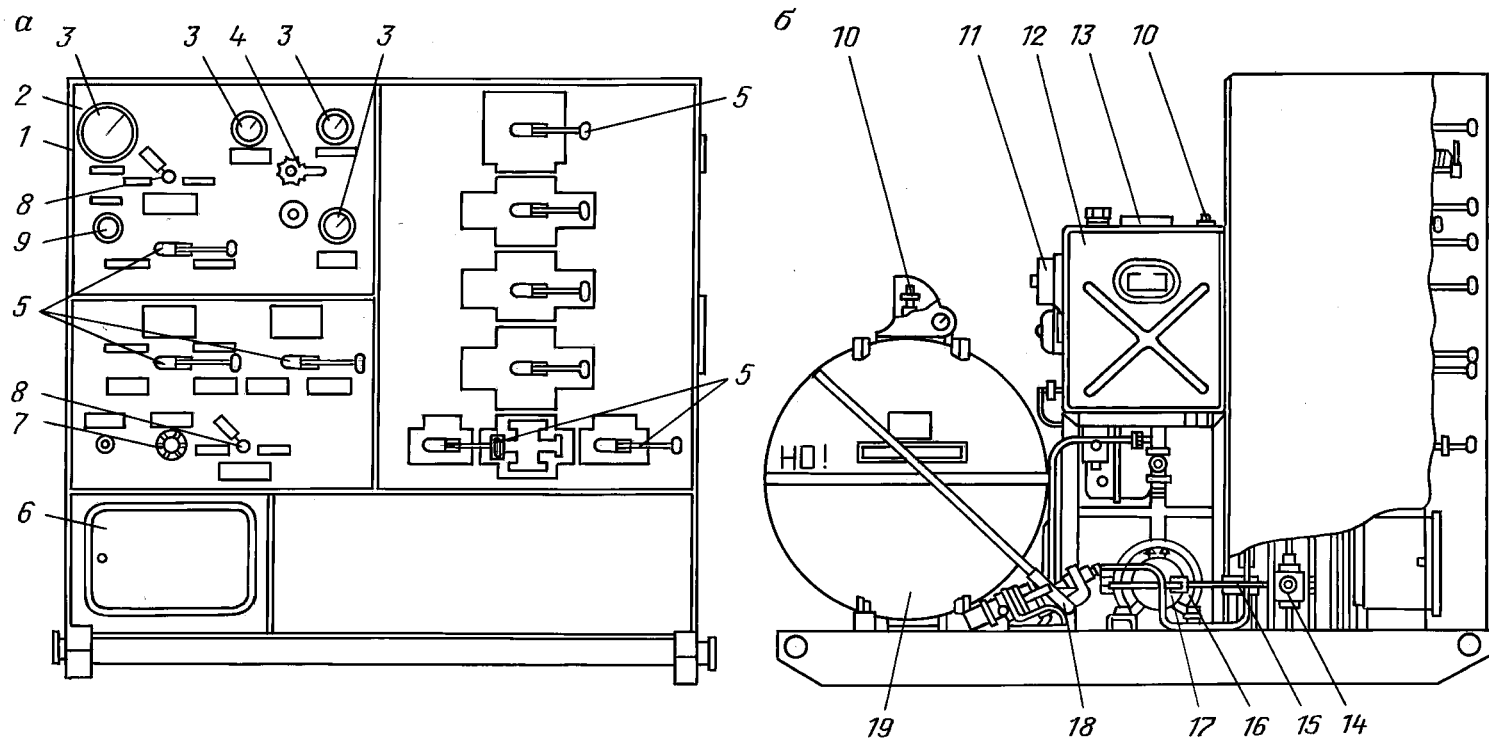


Рис. 21.20. Станция гидроуправления ГУП-14 ОАО «ВЗБТ»:

а — основной пульт; *б* — гидроаккумуляторная станция с основным пультом; 1 — корпус; 2 — панель приборов; 3 — манометр; 4 — редукционный клапан; 5 — рукоятка управления; 6 — электрооборудование; 7 — вентиль; 8 — блок кранов; 9 — выключатель; 10 — шуп; 11 — звонок громкого боя; 12 — масляный бак; 13 — заливная горловина; 14, 15 — предохранительный и обратный клапаны; 16 — электродвигатель; 17, 18 — аксиально-поршневой и ручной насосы; 19 — пневмогидроаккумулятор

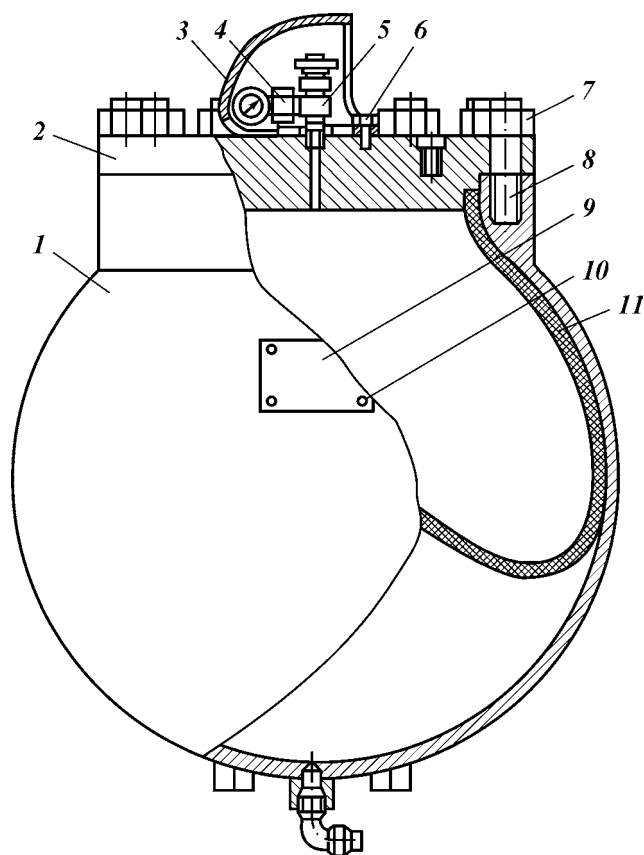


Рис. 21.21. Пневмогидроаккумулятор гидроуправления превенторами ОАО «ВЗБТ»:
1 – корпус; 2 – крышка; 3 – колпак; 4 – переходник; 5 – кислородный вентиль; 6 – болт с шайбой; 7 – гайка; 8 – шпилька; 9 – табличка; 10 – заклепка; 11 – разделительная диафрагма

Таблица 21.15

Техническая характеристика станций гидроуправления превенторами

Показатель	Типоразмер станции				
	ГУП-14	СУ21-625	СУ21-875	СУ21-1375	СУ25-1250-ОП10с
Рабочее давление жидкости в пневмогидроаккумуляторах, МПа	14,0	25,0			
Число точек управления	6	8			
Вместимость масляного бака, л	402	1500			1400
Давление зарядки азотом пневмогидроаккумуляторов, МПа	7,5	10,0			
Объем жидкости в пневмогидроаккумуляторах при номинальном рабочем давлении, л	212	340	470	755	750
Тип основного насоса	Аксиально-поршневой	Плунжерный			

Показатель	Типоразмер станции				
	ГУП-14	СУ21-625	СУ21-875	СУ21-1375	СУ25-1250-ОП10с
Тип привода вспомогательного насоса	Ручной	Пневматический			
Число регулирующих клапанов	1	2			
Мощность электропривода основного насоса, кВт	11,0	34,0			17,0
Производительность основного насоса, л/мин	17,1 и 50,0	Нет свед.			
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм:					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	2090×1490××1770	4500×2100×2700			4650×2100×2660
вспомогательного пульта	440×1030×1883	760×410×200			570×180×730
Масса, кг:					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	1530	5450	6000	7500	5700
вспомогательного пульта	194	25	30	30	27,5
комплекта трубопроводов длиной 30 м	Нет свед.	3500			3132
Изготовитель	ОАО «ВЗБТ»	Воткинский завод			ЦКБ «Титан»

МАНИФОЛЬДЫ

Манифольды предназначены для обвязки блока превенторов противовыбросового оборудования в целях управления нефтяной или газовой скважиной в процессе ликвидации газонефтепроявления.

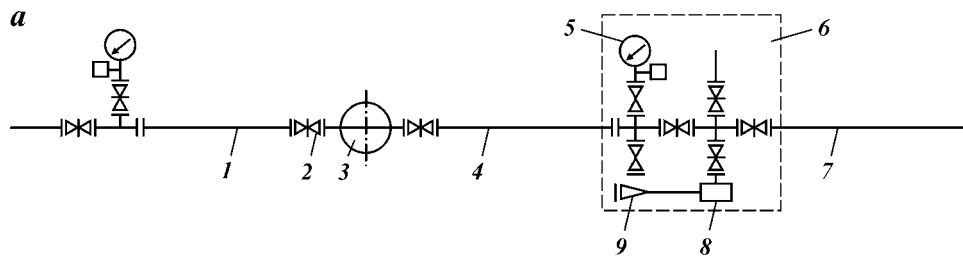
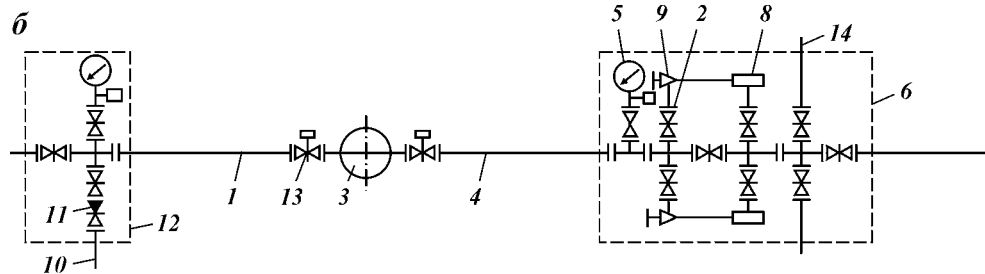
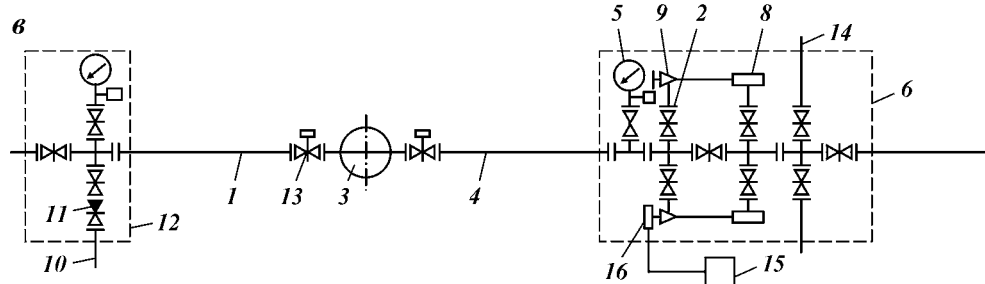
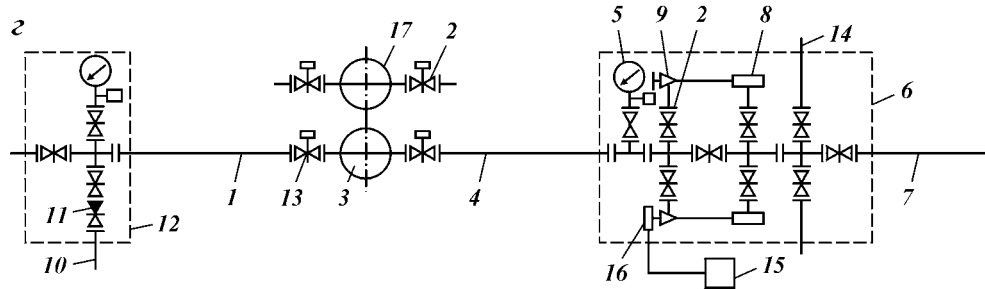
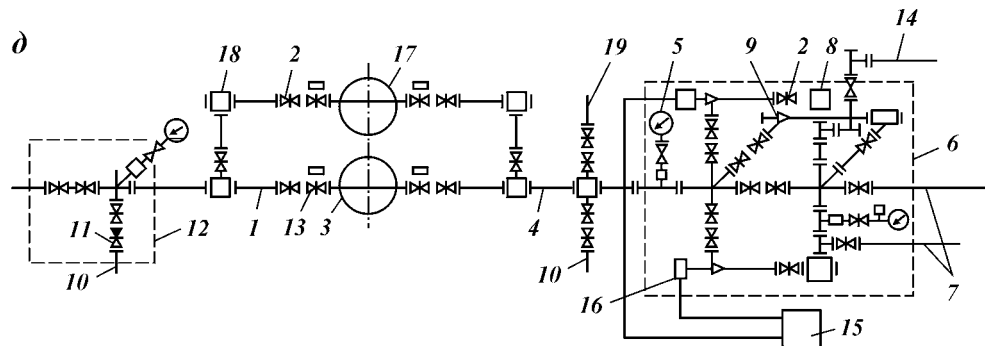
В соответствии с ГОСТ 13862–90 предусмотрено пять схем обвязки манифольдов (рис. 21.22) с условным диаметром прохода 50, 65 и 80 мм.

Манифольд противовыбросового оборудования состоит из коренных задвижек с ручным или ручным и гидравлическим управлением, двух блоков — дросселирования и глушения, включающих задвижки с ручным управлением, обратный клапан, регулируемые дроссели с ручным и дистанционным управлением, крестовины, тройники, гасители потока, показывающие манометры с разделителями сред, а также из напорных трубопроводов и пакетов трубопроводов низкого давления.

Установлена следующая система обозначения манифольдов:

Рис. 21.22. Схемы обвязки манифольдов противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862–90:

a — на давление до 14 МПа для ОП с ручным управлением; *б* — на давление до 35 МПа для ОП с гидроуправлением; *в* — на давление 35–70 МПа для ОП с гидроуправлением; *г* — на давление 35 и 70 МПа для ОП с гидроуправлением и двумя крестовинами в превенторном блоке; *д* — на давление 35–105 МПа для ОП с гидроуправлением и в коррозионно-стойком исполнении; *1* — линия глушения; *2* — задвижка с ручным управлением; *3* — блок превенторов (устье скважины); *4* — линия дросселирования; *5* — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; *6* — блок дросселирования; *7* — прямой сброс; *8* — гаситель потока; *9, 16* — регулируемый дроссель с ручным и гидроуправлением; *10* — отвод к буровому насосу или насосному агрегату; *11* — обратный клапан; *12* — блок глушения; *13* — задвижка с гидроуправлением; *14* — отвод к сепаратору или трапно-факельной установке; *15* — пульт управления дросселем; *17* — верхняя крестовина блока превенторов; *18* — кованый тройник; *19* — отвод к системе пластоиспытателя в процессе бурения

a**б****в****г****д**

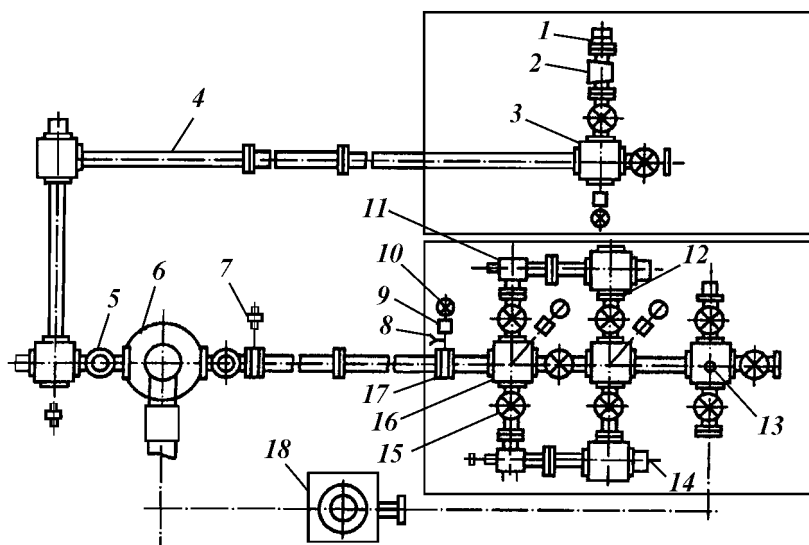


Рис. 21.23. Манифольд МПО6–80х70 Воронежского механического завода:

1 — ответный фланец; 2 — обратный клапан; 3 — тройник с манометром; 4 — линия глушения; 5 — задвижка с гидроприводом; 6 — блок превенторов; 7 — датчик давления; 8 — игольчатый вентиль; 9 — разделитель сред; 10 — показывающий манометр; 11 — дроссель с ручным приводом; 12, 17 — адаптерный и инструментальный фланцы; 13 — пробка; 14 — гаситель потока; 15 — задвижка с ручным приводом; 16 — крестовина; 18 — сепаратор бурового раствора

М — манифольд;

П — противовыбросовый;

Б — для бурения (буровой);

3–10 — номер схемы по ГОСТ 13862–90;

80 — условный диаметр прохода трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, мм;

35, 70 — рабочее давление напорных трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, фитингов для их обвязки в блоках, МПа;

К2, К3 — тип коррозионно-стойкого исполнения (в обычном исполнении знак не указывается).

Манифольды выпускают под шифрами МПБ5–80х35, МПБ6–80х35, МПБ5–80х70, МПБ6–80х70, МПБ7–80х70 и МПО6–80х70.

Общий вид манифольда МПО6–80х70 Воронежского механического завода приведен на рис. 21.23. Отличительной особенностью этого манифольда является то, что корпуса крестовин, тройников, приварных фланцев, демпферов, угловиков, задвижек и обратных клапанов выполнены из кованных заготовок.

По требованию потребителя в состав манифольда может быть включен сепаратор бурового раствора с требуемой характеристикой или трапно-факельная установка.

Техническая характеристика манифольдов, серийно выпускаемых заводами России, приведена в табл. 21.16.

Блок дросселирования состоит из смонтированных на транспортной раме двух или трех регулируемых дросселей, один или два из которых — с

Таблица 21.16

Техническая характеристика манифольдов противовыбросового оборудования

Показатель	Типоразмер манифольда					
	МПБ5— 80×35	МПБ6— 80×35	МПБ7— 80×35	МПБ7— 80×70	МПО5— 80×70	МПО6— 80×70
Давление, МПа: рабочее пробное		35 70			70 105	
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, буровой раствор, буровой шлам и их смеси				Газ, газоконденсат с содержанием H ₂ S до 6 %, механические примеси До 90	
Максимальная температура скважинной среды, °С	100					
Тип запорного устройства	Прямоточные шиберные задвижки					
	ЗМ-80×35			ЗМ-80×70	3 1/16"—10М с гидроприводом	
	ЗМ-80Г×35			ЗМ-80Г×70	3 1/16"—10М ручная	
Тип регулирующих устройств (дресселей): с ручным управлением с гидроуправлением (с пульта ПДР1 или ПДР2)		ДР-80×35		ДР-80×70	3 1/16"—10М	
	—	—	ДР-80×35	ДРГ-80×70	—	3 1/16"—10М
Масса (без сепаратора), кг	8628	9003	9650	14 250	Нет свед.	
Изготовитель	ОАО «ВЗБТ»				Воронежский механический завод	
Примечание. Для указанных типоразмеров условный диаметр прохода равен 80 мм.						

гидравлическим управлением (кроме манифольдов по схемам 1–5, в которых оба дросселя имеют ручное управление), задвижек с ручным управлением, крестовин, тройников, гасителей потока, монтажных узлов, датчиков давления, показывающих манометров с разделителями сред (предохранителей манометра от засорения).

Блок глушения включает смонтированные на транспортной раме тройник, задвижки с ручным управлением, обратный клапан, показывающий манометр с разделителем сред и запорным устройством.

Предохранитель манометра предназначен для защиты от зашламления твердой фазой бурового раствора (рис. 21.24). Он оснащен игольчатым вентилем и разрядным клапаном.

Обратный клапан служит для предотвращения попадания в обвязку насосов или насосных агрегатов пластового флюида при их остановке в процессе глушения скважины. Общий вид обратного клапана ОАО «ВЗБТ» показан на рис. 21.25.

Блок сепаратора предназначен для разделения на фазы газожидкостной смеси бурового раствора с пластовым флюидом, направления потока газовой фазы на рассеивание в атмосферу или на факельный стояк для сжигания, возврата бурового раствора в циркуляционную систему буровой установки в процессе ликвидации газонефтепроявления при строительстве глубоких скважин на нефть и газ.

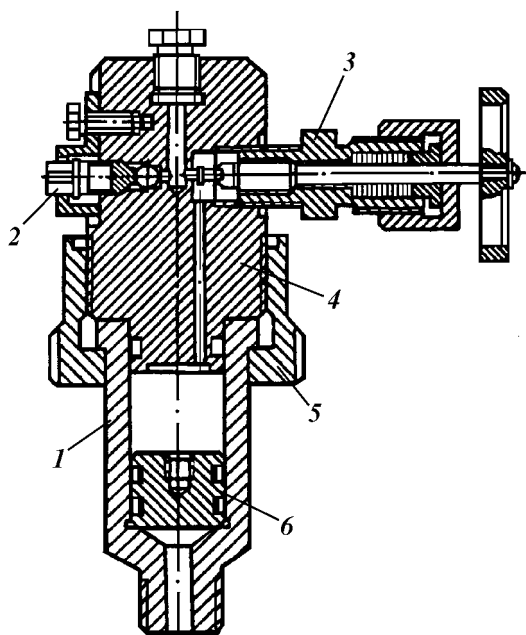


Рис. 21.24. Предохранитель манометра с разделителем сред ОАО «ВЗБТ»:
1 — корпус; 2 — разрядный клапан; 3 — игольчатый вентиль; 4 — крышка; 5 — гайка; 6 — поршень

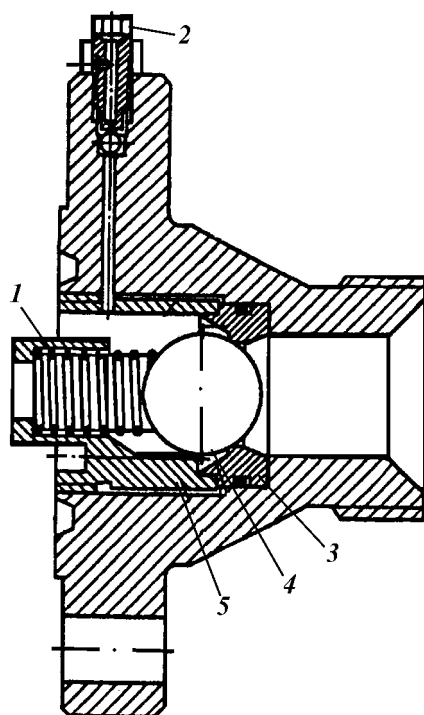


Рис. 21.25. Обратный клапан блока глушения манифольда ОАО «ВЗБТ»:
1 — пружина; 2 — корпус; 3 — седло клапана; 4 — шар; 5 — крышка

Сепараторы подразделяют на две категории — низкого (СРБ) и высокого (П12.10) давления. В сепараторах низкого давления (до 0,04 МПа) имеется внутренний гидрозатвор, высота которого определяет максимальное рабочее давление (рис. 21.26). В сепараторах высокого давления (более 0,04 МПа) предусмотрен регулятор уровня жидкости, обеспечивающий его нормальную работу независимо от давления (рис. 21.27). Техническая характеристика сепараторов приведена в табл. 21.17.

При строительстве скважин на месторождениях, в продукции которых содержится значительное количество (более 6 %) сероводорода и углекислого газа, используют трапно-факельные установки, состоящие из сепаратора, вакуумного дегазатора, вакуумных компрессоров, шламовых насосов, эжекторного насоса, факельного стояка, обвязанных вместе трубопроводами с запорной и предохранительной арматурой и показывающими приборами.

Пакет напорных труб и трубных секций включает четыре напорные трубы длиной 8 м, воспринимающие рабочее давление манифольда 35 и 70 МПа и опрессованные соответственно на 70 и 105 МПа, и 10 трубных секций, опрессованных на давление 21 МПа. Общая длина трубной обвязки составляет 112 м.

Задвижки шиберные прямооточные типа ЗМ предназначены для пере-

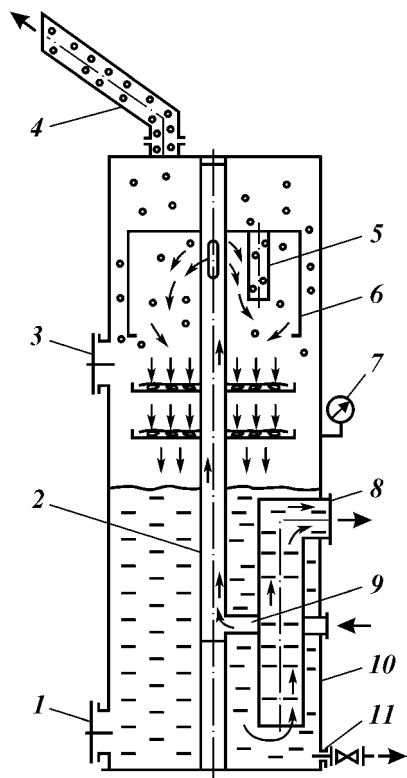


Рис. 21.26. Схема сепаратора бурового раствора СРБ-1 конструкции ВНИИКрнефти:
 1, 3 — нижний и верхний люки; 2 — несущая труба; 4 — патрубок для рассеивания газа; 5 — газовый патрубок; 6 — камера первичной сепарации; 7 — манометр; 8 — патрубок слива рабочей жидкости — гидрозатвор; 9 — патрубок ввода газожидкостной смеси; 10 — корпус; 11 — патрубок слива остаточной жидкости

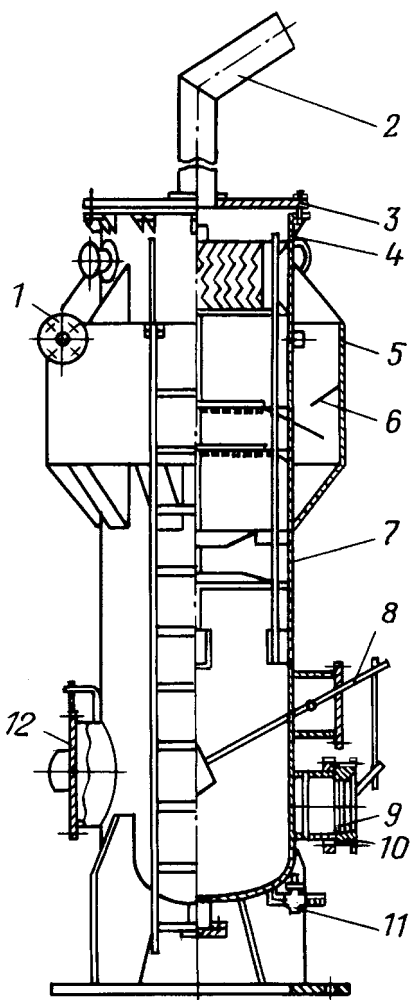


Рис. 21.27. Сепаратор П12.10 конструкции ОАО «ВЗБТ»:
 1 — патрубок ввода газожидкостной смеси; 2 — патрубок сброса газа; 3 — крышка; 4 — блок решеток; 5 — обечайка; 6 — тарелка; 7 — корпус; 8 — поплавок; 9 — шиберный затвор; 10 — фланец; 11 — запорный кран; 12 — нижний люк

крытия линий глушения и дросселирования манифольда противовыбросового оборудования.

Задвижки выпускают с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ЗМ—80×35 и ЗМ—80Г×35 по ТУ 3-2451—91 «Оборудование противовыбросовое ОП—230/80×35-А ОАО «ВЗБТ»;

ЗМ—80×70 и ЗМ—80Г×70 по ТУ 3-2533—94 «Оборудование противо-

Техническая характеристика сепараторов

Показатель	Сепаратор конструкции	
	ВНИИКРнефти	ОАО «ВЗБТ»
Рабочее давление (максимальное), МПа, не более	0,04	0,07
Высота гидрозатвора, мм, не более	1800	—
Тип регулятора уровня жидкости в сепараторе	—	Механический с поплавком
Пропускная способность:		
по жидкости, м ³ /ч (л/с)	200 (56)	108 (30)
по газу, нм ³ /ч (нм ³ /с)	10 000 (2,77)	6000 (1,67)
Диаметр газоотводного патрубка, мм	150	200
Габаритные размеры блока сепаратора, мм:		
длина	1020	1840
ширина	1020	1720
высота	5700	4050
Масса сепаратора, кг	2300	2260
Изготовитель	Хадыженский и Краснодарский машиностроительные заводы	ОАО «ВЗБТ»

Примечание. Для обеих конструкций диаметр корпуса — 1020 мм, диаметр патрубка ввода газожидкостной смеси — 100 мм, диаметр патрубка слива жидкости — 280 мм.

выбросовое ОП — 230/80×70-А ОАО «ВЗБТ» и ТУ 3-2496 — 92 «Оборудование противовыбросовое ОП-280/80×70 Пермского машиностроительного завода им. Ленина».

Воронежским механическим заводом выпускаются шиберные задвижки по стандарту API 6A (17-е издание) из низколегированных и коррозионно-стойких сталей, рассчитанные на давление от 14 до 105 МПа, для применения в обычных и коррозионных средах, содержащих сероводород и углекислый газ до 25 % по объему каждого в различных климатических зонах с температурой окружающей среды от −60 до +60 °С. Запорным устройством задвижки служит шибер с уплотнением типа металл — металл.

УСТРОЙСТВО И РАБОТА ОСНОВНЫХ ЧАСТЕЙ МАНИФОЛЬДА

Задвижка с ручным управлением ЗМ–80×70. Прямоточная задвижка с перемещающимися седлами предназначена для установки в манифольде противовыбросового оборудования при работе в абразивных средах (рис. 21.28).

Шпиндель задвижки — выдвижной, в связи с чем предусмотрен уравновешивающий шток, опора — шарикоподшипники, седла — сменные, шибер — плоский. Пробки в днище задвижки позволяют периодически промывать корпус и заполнять его смазочным материалом. Затвор задвижки состоит из помещенных в расточке корпуса 6 седел 12, которые с помощью тарельчатых пружин 7 прижаты к плоскому шиберу 13. В канавку корпуса седла вставлено О-образное резиновое уплотнение 11. При подаче давления седло со стороны входа среды перемещается вместе с отжимаемым шибером и седлом в сторону выхода среды до упора в торец расточки корпуса. Это перемещение, происходящее под действием гидравлического перепада давления по уплотняемым диаметрам кромки корпуса седла и резинового уплотнения 11, создает на уплотняющих поверхностях необходи-

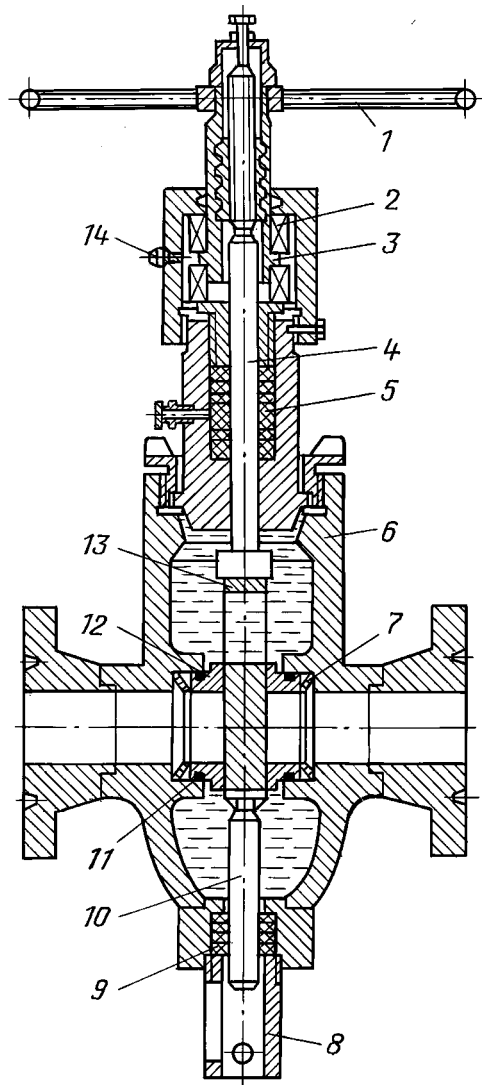


Рис. 21.28. Задвижка с ручным управлением ЗМ-80×70

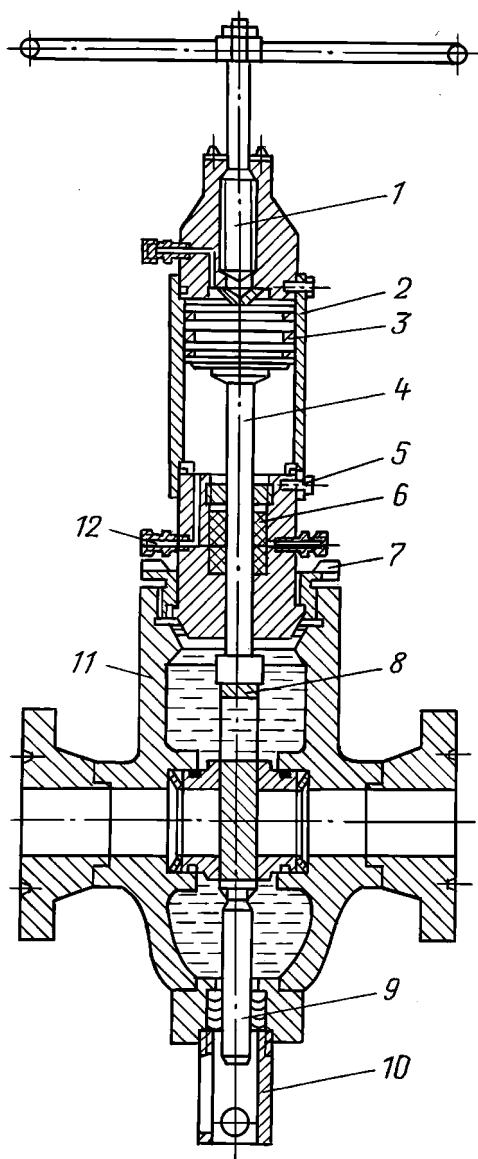


Рис. 21.29. Задвижка с гидроуправлением ЗМГ-80×70:

1 — винт; 2 — гидроцилиндр; 3 — резиновое кольцо; 4 — шток; 5 — ограничитель; 6 — манжета; 7 — гайка; 8 — шибер; 9 — уравновешивающий шток; 10 — крышка; 11 — корпус; 12 — штуцер

мое давление, которое обеспечивает герметизацию затвора. Управление задвижкой осуществляется вращением маховика 1. Задвижки снабжены указателями открытия, риски которых нанесены на крышке 8 уравновешивающего штока 10.

Для уменьшения усилия вращения шпиндель установлен на упорных шарикоподшипниках 2, насаженных на подшипниковую втулку 3, соединенную со шпинделем 4 резьбой. При вращении подшипниковой втулки с помощью маховика 1 шпиндель движется вверх или вниз, перемещая шибер 13, с которым он соединен Т-образным пазом. Управление задвижкой облегчается также установкой уравнивающего штока 10, который с помощью Т-образного паза соединен с нижней частью шиберов. Шпиндель и уравнивающий шток уплотняются с помощью набора манжет 5 и 9.

Для предотвращения скопления механических примесей внутри корпуса задвижки предусмотрена возможность заполнения его смазочным материалом через отверстия, закрытые пробками. Через эти же отверстия спускается жидкость и промывается корпус. Через масленку 14 периодически набивают смазочный материал в подшипники.

Задвижка ЗМГ-80×70 с гидроуправлением. Прямоточная задвижка с перемещающимися седлами (рис. 21.29) предназначена для установки в манифольде противовыбросового оборудования. Управление осуществляется с помощью гидроцилиндра двойного действия с демпфером; максимальное рабочее давление — 10 МПа. Штоковая часть поршня (шпиндель) выдвижная, в связи с чем предусмотрен уравнивающий шток. Задвижка имеет плоский шибер и сменные седла. Возможно ручное открытие задвижки.

Пробки в днище задвижки позволяют периодически промывать корпус и заполнять его смазочным материалом. Управление задвижкой осуществляется подачей рабочей жидкости (масла) в верхнюю и нижнюю полости гидроцилиндра 2 через штуцеры 12. Поршень уплотняется О-образными резиновыми кольцами 3, штоковая часть поршня — набором манжет. Задвижка имеет указатель открытия — закрытия, риски которого нанесены на крышке 10 уравнивающего штока 9. Гидроцилиндр снабжен демпфирующим устройством, позволяющим ослабить удары в конце рабочего хода.

Демпфирование осуществляется следующим образом: в конце рабочих ходов выступы поршня входят в соответствующие расточки крышек, запирая в них некоторый объем рабочей жидкости, которая вытесняется в сливную линию через зазор, ослабляя удар.

В случае выхода из строя гидроуправления предусмотрено ручное открывание задвижки, осуществляемое вращением маховика по часовой стрелке. После ручного открывания задвижки необходимо вывернуть винт 1 до упора его в крышку цилиндра, вращая маховик против хода часовой стрелки. Только после этого можно снова пользоваться гидравлическим управлением. Для уменьшения трения при ручном открывании упорная часть винта 1 и соответствующая ему верхняя часть поршня выполнены сферическими с большой степенью чистоты.

Технические характеристики задвижек приведены в табл. 21.18 и 21.19.

Регулируемый дроссель ДР-80×35 предназначен для бесступенчатого регулирования противодавления на пласт в процессе циркуляции бурового раствора (рис. 21.30). Дросселирование осуществляется вращением маховика 1, перемещающего конический наконечник 5 относительно насадки 6, что приводит к изменению сечения кольцевой щели. Для снижения момента трения в резьбе шпинделя в крышку 3 корпуса 4 запрессована втулка 2

Таблица 21.18

Техническая характеристика задвижек

Показатель	Типоразмер задвижки			
	ЗМ – 80×35	ЗМ – 80Г×35	ЗМ – 80×70	ЗМ – 80Г×70
Давление рабочее/пробное, МПа	35/70		70/105	
Управление задвижкой	Ручное	Дистанционное гидравлическое	Ручное	Дистанционное гидравлическое
Скважинная среда	Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси			
Диаметр гидроцилиндра, мм	—	105	—	150
Давление управления, МПа	—	10,0	—	14,0
Габаритные размеры, мм:				
длина	470		620	
ширина	360		300	
высота	900	1285	1000	1175
Масса, кг	129	155	339	377
Изготовитель	ОАО «ВЗБТ»		ОАО «ВЗБТ» и Пермский машзавод им. Ленина	

Примечания: 1. Для указанных типоразмеров условный диаметр прохода – 80 мм; максимальная температура скважинной среды – 120 °С. 2. Перед сдачей в эксплуатацию внутреннюю полость всех задвижек заполняют смазочным материалом Арматол-238 по ТУ 38-101812–83.

Таблица 21.19

Задвижки шиберные Воронежского механического завода

Тип	D _y , мм	Давление		Тип	D _y , мм	Давление	
		PSI	МПа			PSI	МПа
2 1/16	50	3000	21	3 1/8	80	3000	21
		5000	35			5000	35
		10 000	70			10 000	70
2 9/16	65	3000	21	4 1/16	100	3000	21
		5000	35			5000	35
		10 000	70			10 000	70
		15 000	105	7 1/16	150	3000	21

Примечание. Для задвижек указанных типов температура рабочей среды – до 100 °С; класс материала по стандарту API – от AA до FF.

из бронзы. Для увеличения износостойкости пары наконечник – насадка, работающей в условиях интенсивного гидроабразивного изнашивания, они изготовлены из твердого сплава ВКЗМ.

Регулируемые дроссели выпускают с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ДР–80×35 и ДР–80Г×35 по ТУ 3-2451–91 «Оборудование противовыбросовое ОП5–230/80×35-А ОАО «ВЗБТ»;

ДР–80×70 и ДДР–80Г×70 по ТУ 3-2533–94 «Оборудование противовыбросовое ОП–230/80×70-А ОАО «ВЗБТ» и ТУ 3-2496–92 Пермского машиностроительного завода им. Ленина».

Воронежским механическим заводом выпускаются регулируемые дроссели в обычном и коррозионно-стойком исполнении с ручным управлением, рассчитанным на рабочее давление от 21 до 105 МПа с условным диаметром от 52 до 150 мм, в том числе для бурения под шифром ДРТ–80×70К1.

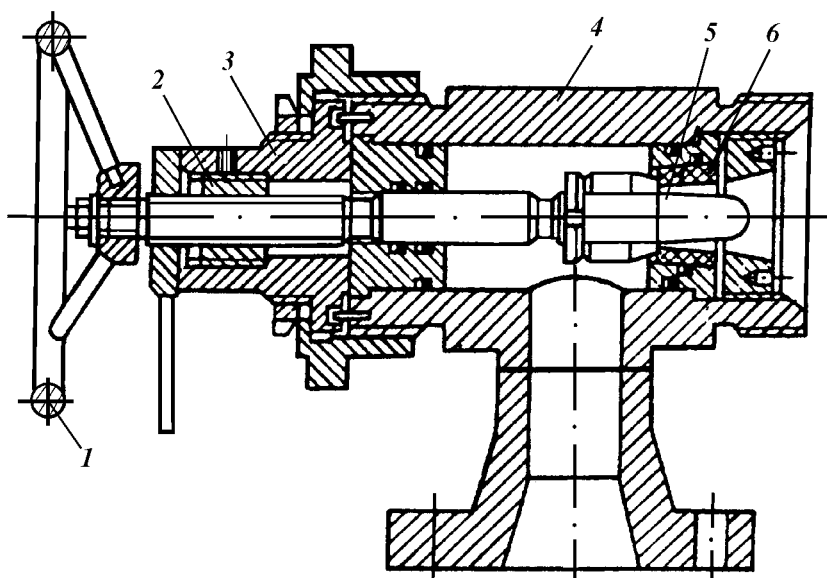


Рис. 21.30. Регулируемый дроссель

Технические характеристики дросселей с ручным управлением приведены в табл. 21.20 и 21.21.

Таблица 21.20

Техническая характеристика регулируемых дросселей

Показатель	Типоразмер дросселя			
	ДР-80х35	ДР-80Гх35	ДР-80х70	ДР-80Гх70
Давление, МПа:				
рабочее	35		70	
пробное	70		105	
Диапазон регулирования давления, МПа	0-35		2-63	
Рабочее давление при определении наработки по прокачке бурового раствора плотностью 1600 кг/м ³ , МПа	25		38	
Управление дросселем	Ручное	Гидравлическое дистанционное	Ручное	Гидравлическое дистанционное
Скважинная среда	Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси			
Диаметр наконечника дросселирующей пары, мм	31,2	45,0	31,2	45,0
Диаметр поршня, мм	—	145	—	145
Габаритные размеры, мм:				
длина	670	748	768	844
ширина	320	265	560	270
высота	395	360	510	385
Масса, кг	110	206	167	212
Изготовитель	ОАО «ВЗБТ»		Пермский машиностроительный завод им. Ленина и ОАО «ВЗБТ»	

Примечание. Для указанных типоразмеров условный диаметр прохода — 80 мм; максимальная температура скважинной среды — 120 °С.

Таблица 21.21

Техническая характеристика дросселей Воронежского механического завода

Типоразмер	Условный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Класс материала по API	Габаритные размеры, мм	
ДР-50×21К2	50	21,0	BB	298×225×805	
ДР-50×35К2		35,0	AA		
ДР-50×70К2		70,0		298×225×852	
ДР-50×105К3		105,0	FF		298×225×790
ДР-65×35К2	65	35,0	DD		
ДР-65×35К3		35,0	AA		
ДР-65×70К2		70,0			
ДР-65×70К1		70,0			
ДР-65×105К1	105,0	BB		298×263×652	
ДР-80×21К2	21,0				
ДР-80×35К2	35,0	FF			
ДР-80×105К3	105,0	AA	296×264×885		
ДР-100×21К1	100	21,0	FF		296×264×885
ДР-100×35К1		35,0			298×225×880
ДРП-50×105К3	50	105,0	FF	298×225×885	
ДРП-65×70К3	65	70,0		298×263×885	
ДРП-80×105К3	80	105,0		298×263×800	
ДРТ-80×70К1	150	70,0	BB	320×290×880	
ДРП-150×21К1		21,0	AA		

Примечание. Температура рабочей среды для дросселей ДР-65×70К1, ДР-100×21К1, ДР-100×35К1 и ДРТ-80×70К1 от -46 до +100 °С; для остальных, указанных в таблице, - от -60 до +90 °С.

Дроссели с гидроуправлением типов ДР-80Г×35 и ДР-80Г×70 ОАО «ВЗБТ» и ЦКБ «Титан» показаны на рис. 21.31; общий вид дросселирующих пар дросселей с ручным и дистанционным управлением — на рис. 21.32.

Управление дросселями с гидроприводом осуществляется с помощью пульта управления дросселями (ПДР). Техническая характеристика пульта дистанционного управления дросселями типа ПДР-2 Краснодарского СПКБ «Промавтоматика» приведена ниже:

Число дросселей, управляемых с одного пульта.....	2
Расстояние до дросселей, м.....	До 30
Время полного открытия дросселя, с.....	4—50
Рабочая жидкость в системе управления.....	Масло всесезонное ВМГЗ ТУ 38.10.1479—74 или масло МГЕ-10Е ТУ 38.101572—75
Количество жидкости в системе управления, дм ³ , не более.....	45
Давление перед дросселем, МПа (диапазон показаний).....	0—50; 0—100; 0—150
Давление жидкости в системе управления, МПа.....	8—10,5
Число двойных ходов насоса в 1 мин (диапазон отсчета).....	0—200
Емкость сумматора счетчика СХН-1.....	9999
Управляющая среда.....	Воздух
Давление воздуха питания, МПа.....	0,6—0,8
Максимальный расход воздуха питания при 20 °С и давлении 0,1 МПа, м ³ /мин, не более.....	1
Напряжение питания электропитания с частотой 50 Гц, В.....	220
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С.....	От -50 до +50
относительная влажность при температуре от +35 °С и ниже, %.....	95—3
Габаритные размеры пульта (длина×ширина×высота), мм.....	1100×800×1465
Масса пульта (комплекта пульта), кг.....	370 (600)
Изготовитель.....	ОАО «ВЗБТ»

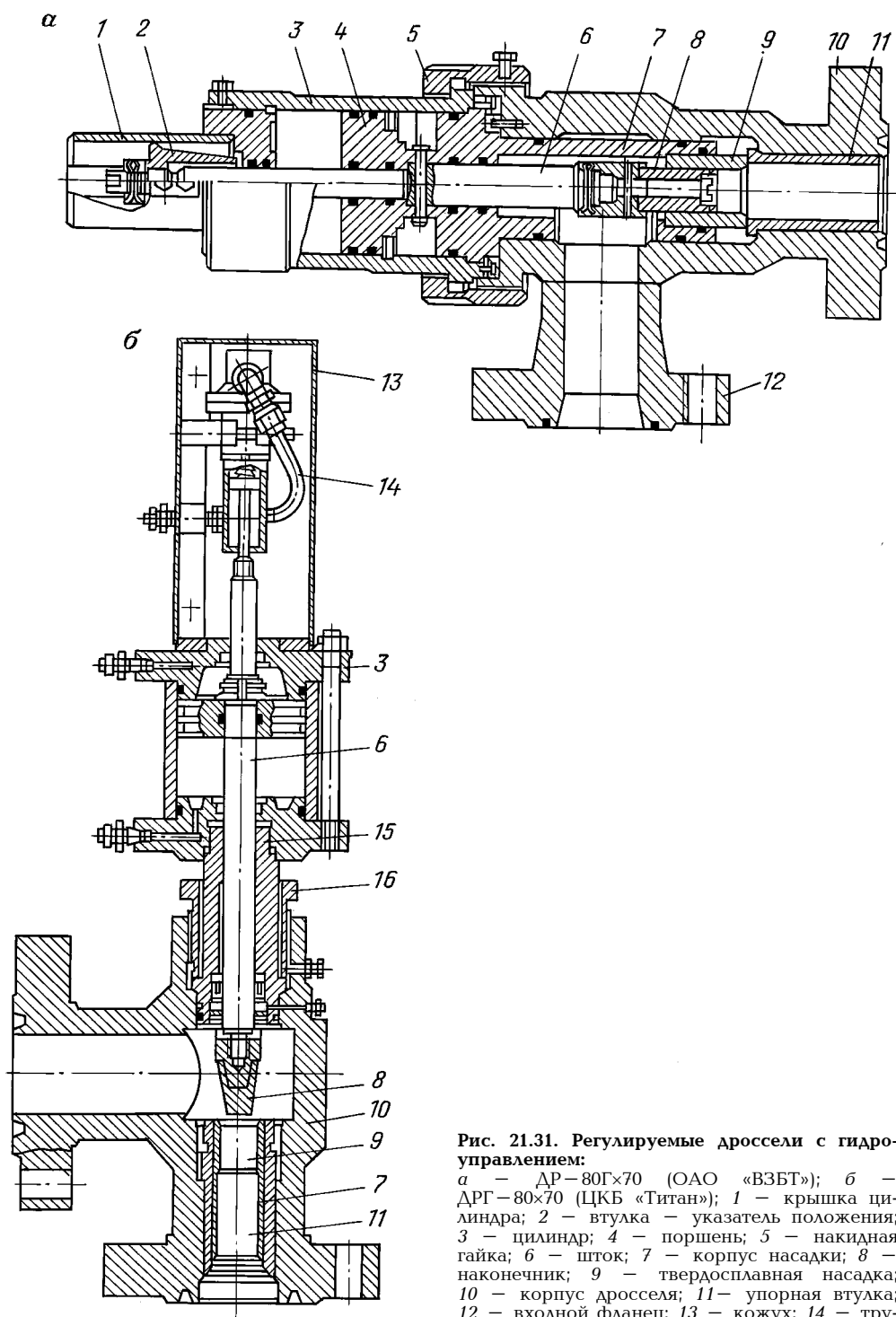


Рис. 21.31. Регулируемые дроссели с гидроуправлением:

а — ДР-80Г×70 (ОАО «ВЗБТ»); *б* — ДРГ-80×70 (ЦКБ «Титан»); 1 — крышка цилиндра; 2 — втулка — указатель положения; 3 — цилиндр; 4 — поршень; 5 — накидная гайка; 6 — шток; 7 — корпус насадки; 8 — наконечник; 9 — твердосплавная насадка; 10 — корпус дросселя; 11 — упорная втулка; 12 — входной фланец; 13 — кожух; 14 — трубопровод; 15 — переходник; 16 — гайка

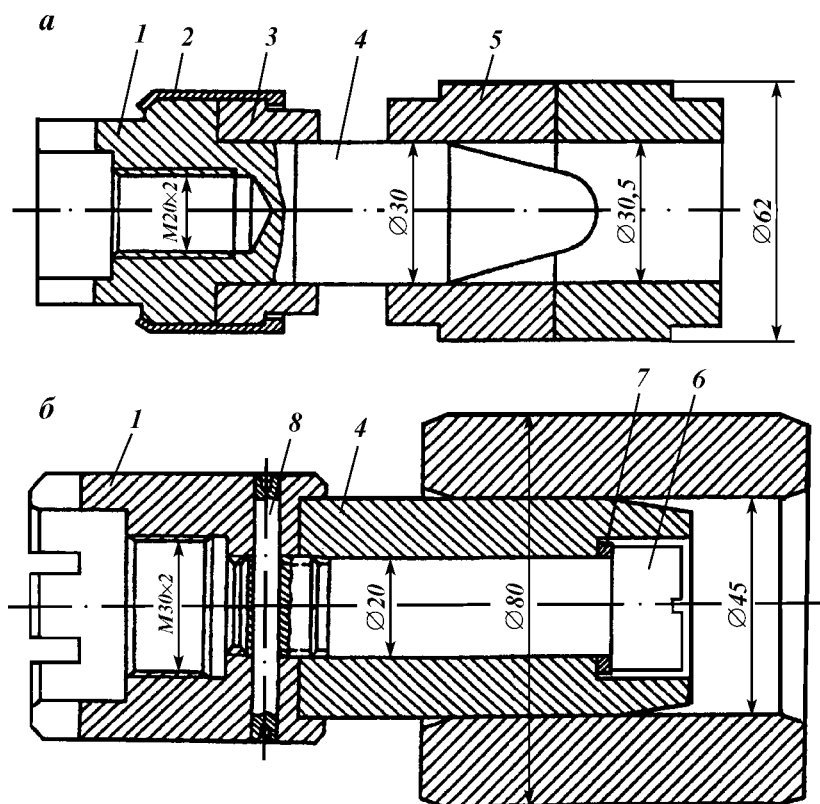


Рис. 21.32. Твердосплавные дроселирующие пары дроселей:

a — ДР-80×35 и ДР-80×70; *б* — ДР-80Г×35 и ДР-80Г×70; 1 — втулка; 2 — обжимной держатель; 3 — направляющая втулка; 4 — наконечник; 5 — насадка; 6 — винт М20; 7 — прокладка; 8 — штифт

22

ГЛАВА

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ. РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

22.1. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И МУФТЫ К НИМ

Трубы обсадные предназначены для компоновки спускаемых в скважину в целях ее крепления различных обсадных колонн, кондукторов и направлений.

Трубы обсадные и муфты к ним изготавливают по ГОСТ 632—80 по точности и качеству двух исполнений — А и Б. Характеристики труб и муфт к ним должны соответствовать приведенным на рис. 22.1 и в табл. 22.1 (для соединений с короткой треугольной резьбой), в табл. 22.2 (для соединений с удлиненной треугольной резьбой), в табл. 22.3 (для соединений с трапе-

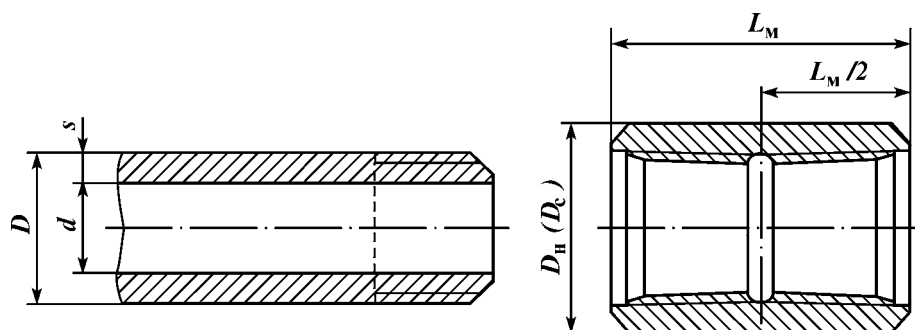


Рис. 22.1. Обсадные трубы с короткой, удлиненной и трапециевидной (ОТТМ) резьбой и муфты к ним

Таблица 22.1

Трубы с короткой треугольной резьбой и муфты к ним

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр $D_{н.}$, мм	Длина $L_{м.}$, мм	Масса, кг
114	114,3	5,2	103,9	14,0	127,0 (133,0)	158	3,7 (5,2)
		5,7	102,9	15,2			
		6,4	101,5	16,9			
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
127	127,0	5,6	115,8	16,7	141,3 (146,0)	165	4,6 (6,3)
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159,0)	171	5,2 (7,0)
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166,0	177	8,0
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
		10,7	124,7	35,7			
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	184	9,1
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
		12,1	144,1	46,5			
178	177,8	5,9	166,0	24,9	194,5 (198,0)	184	8,3 (10,0)
		6,9	164,0	29,1			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,8	51,5			
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	190	12,2
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,9			
		12,7	168,3	56,7			

Продолжение табл. 22.1

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр $D_{н.}$, мм	Длина $L_{м.}$, мм	Масса, кг
219	219,1	6,7 7,7 8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	205,7 203,7 201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	35,1 40,2 46,3 52,3 58,5 64,6 71,5	244,5	196	16,2
245	244,5	7,9 8,9 10,0 11,1 12,0 13,8	228,7 226,7 224,5 222,3 220,5 216,9	46,2 51,9 58,0 63,6 68,7 78,7	269,9	196	17,9
273	273,1	7,1 8,9 10,2 11,4 12,6 13,8 15,1 16,5	258,9 255,3 252,7 250,3 247,9 245,5 242,9 240,1	46,5 57,9 65,9 73,7 80,8 88,5 96,1 104,5	298,5	203	20,7
299	298,5	8,5 9,5 11,1 12,4 14,8	281,5 279,5 276,3 273,7 268,9	60,5 67,9 78,3 87,6 103,5	323,9	203	22,5
324	323,9	8,5 9,5 11,0 12,4 14,0	306,9 304,9 301,9 299,1 295,9	66,1 73,6 84,8 95,2 106,9	351,0	203	23,4
340	339,7	8,4 9,7 10,9 12,2 13,1 14,0 15,4	322,9 320,3 317,9 315,3 313,5 311,7 308,9	68,5 78,6 88,6 98,5 105,2 112,2 123,5	365,1	203	25,5
351	351,0	9,0 10,0 11,0 12,0	333,0 331,0 329,0 327,0	75,9 84,1 92,2 100,3	376,0	229	29
377	377,0	9,0 10,0 11,0 12,0	359,0 357,0 355,0 353,0	81,7 90,5 99,3 108,0	402,0	229	31,0
406	406,4	9,5 11,1 12,6 16,7	387,4 384,2 381,2 373,0	93,2 108,3 122,1 160,1	431,8	228	35,9
426	426,0	10,0 11,0 12,0	406,0 404,0 402,0	102,7 112,6 122,5	451	229	37,5
473	473,1	11,1	450,9	125,9	508,0	228	54,0
508	508,0	11,1 12,7 16,1	485,8 482,6 475,8	136,3 155,1 195,6	533,4	228	44,6

Примечание. Если значения наружного диаметра и массы муфт для исполнения А и Б различаются, то для исполнения Б эти значения указаны в скобках (табл. 22.1 – 22.4).

Таблица 22.2

Трубы с удлиненной треугольной резьбой и муфты к ним

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр $D_{\text{н}}$, мм	Длина $L_{\text{м}}$, мм	Масса, кг
114	114,3	6,4 7,4 8,6 10,2	101,5 99,5 97,1 93,9	16,9 19,4 22,3 26,7	127,0 (133,0)	177	4,1 (5,6)
127	127	6,4 7,5 9,2 10,7	114,2 112,0 108,6 105,6	19,1 22,1 26,7 30,7	141,3 (146,0)	196	5,7 (7,0)
140	139,7	7,0 7,7 9,2 10,5	125,7 124,3 121,3 118,7	22,9 25,1 29,5 33,6	153,7 (159,0)	203	6,4 (8,5)
146	146,1	7,0 7,7 8,5 9,5 10,7	132,1 130,7 129,1 127,1 124,7	24,0 26,2 28,8 32,0 35,7	166,0	215	9,7
168	168,3	7,3 8,0 8,9 10,6 12,1	153,7 152,3 150,5 147,1 144,1	29,0 31,6 35,1 41,2 46,5	187,7	222	11,3
178	177,8	8,1 9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	161,6 159,4 157,0 154,8 152,8 150,4 148,0	33,7 38,2 42,8 47,2 51,5 55,5 60,8	194,5 (198,0)	228	10,7 (12,4)
194	193,7	8,3 9,5 10,9 12,7 15,1	177,1 174,7 171,9 168,3 163,5	38,1 43,3 49,9 56,7 66,5	215,9	235	15,5
219	219,1	8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	46,3 52,3 58,5 64,6 71,5	244,5	254	21,6
245	244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8 15,9	226,7 224,5 222,3 220,5 216,9 212,7	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7 89,5	269,9	266	25,3

цеидальной резьбой – ОТТМ), на рис. 22.2 и в табл. 22.4 (для высокогерметичных соединений – ОТТГ), на рис. 22.3 и в табл. 22.5 (для безмуфтовых раструбных – ТБО).

Трубы исполнений А и Б должны изготавливаться длиной 9,5–13 м. Допускается поставка труб длиной 8–9,5 м до 20 % и длиной 5–8 м до 10 % числа труб в партии.

Таблица 22.3

Трубы с трапецидальной резьбой и муфты к ним – ОТГМ

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина L_M , мм	Масса, кг	
					D_H	D_C		D_H	D_C
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127 (133)	123,8	170	4 (5,6)	3,0
		7,4	99,5	19,4					
		8,6 10,2	97,1 93,9	22,3 26,7					
127	127,0	6,4	114,2	19,1	141,3 (146)	136,5	174	4,8 (6,6)	3,3
		7,5	112,0	22,1					
		9,2 10,7	108,6 105,6	26,7 30,7					
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159)	149,2	182	5,3 (7,3)	4,1
		7,0	125,7	22,9					
		7,7	124,3	25,1					
		9,2	121,3	29,5					
		10,5	118,7	33,6					
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166	156	182	7,9	4,4
		7,0	132,1	24,0					
		7,7	130,7	26,2					
		8,5	129,1	28,8					
		9,5 10,7	127,1 124,7	32,0 35,7					
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	177,8	190	9,5	4,8
		8,0	152,3	31,6					
		8,9	150,5	35,1					
		10,6	147,1	41,2					
		12,1	144,1	46,5					
178	177,8	6,9	164,0	29,1	194,5 (118,0)	187,3	198	8,6 (10,5)	5,3
		8,1	161,6	33,7					
		9,2	159,4	38,2					
		10,4	157,0	42,8					
		11,5	154,8	47,2					
		12,7	152,4	51,5					
		13,7 15,0	150,4 147,8	55,5 60,8					
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	206,4	206	13,4	8,0
		8,3	177,1	38,1					
		9,5	174,7	43,3					
		10,9	171,9	49,2					
		12,7 15,1	168,3 163,5	56,7 66,5					
219	219,1	7,7	203,7	40,2	244,5	231,8	218	18,0	9,6
		8,9	201,3	46,3					
		10,2	198,7	52,3					
		11,4	196,3	58,5					
		12,7 14,2	193,7 190,7	64,6 71,5					
245	244,5	7,9	228,7	46,2	269,9	257,2	218	19,9	10,7
		8,9	226,7	51,9					
		10,0	224,5	58					
		11,1	222,3	63,6					
		12,0	220,5	68,7					
		13,8	216,9	78,7					
		15,9	212,7	89,5					

Продолжение табл. 22.3

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина L_M , мм	Масса, кг	
					D_H	D_C		D_H	D_C
273	273,1	8,9	255,3	57,9	298,5	285,8	218	22,2	12,0
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	80,8					
		13,8	245,5	88,5					
		15,1	242,9	96,1					
		16,5	240,1	104,5					
299	298,5	9,5	279,5	67,9	323,9	—	218	24,1	—
		11,1	276,3	78,3					
		12,4	273,7	87,6					
		14,8	268,9	103,5					
324	323,9	8,5	306,9	66,1	351,0	—	218	25,1	—
		9,5	304,9	73,6					
		11,0	301,9	84,8					
		12,4	299,1	95,2					
		14,0	295,9	106,9					
340	339,7	9,7	320,3	78,6	365,1	—	218	27,3	—
		10,9	317,9	88,6					
		12,2	315,3	98,5					
		13,1	313,5	105,2					
		14,0	311,7	112,2					
		15,4	308,9	123,5					

Примечание. Муфты специальные с уменьшенным наружным диаметром D_C изготовляют только исполнения А.

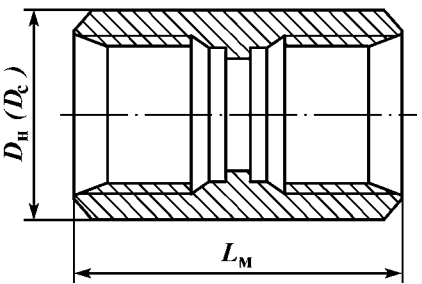
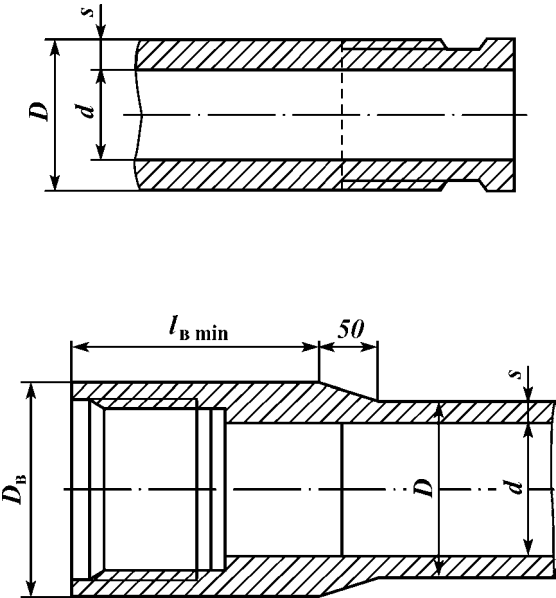


Рис. 22.2. Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями ОТП

Рис. 22.3. Обсадные трубы безмуфтовые раструбные (ТБО)

Таблица 22.4

Трубы с высокогерметичными соединениями и муфты к ним – ОТПГ

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина L_M , мм	Масса, кг	
					D_n	D_c		D_n	D_c
114	114,3	8,6 10,2	97,1 93,9	22,3 26,7	127 (133,0)	123,8	170	4 (6,8)	3,9
127	127,0	9,2 10,7	108,6 105,6	26,7 30,7	141,3 (116)	136,5	210	5,8 (7,9)	4,4 3,3
140	139,7	9,2 10,5	121,3 118,7	29,5 33,6	153,7 (159,0)	149,2	218	7,0 (9,1)	5,0
146	146,1	8,5 9,5 10,7	129,1 127,1 124,7	28,8 32,0 35,7	166,0	156,0	218	9,5	5,2
168	168,3	8,9 10,6 12,1	150,5 147,1 144,1	35,1 41,2 46,5	187,7	177,8	225	11,3	6,2
178	177,8	9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	159,4 157,0 154,8 152,4 150,4 148,0	38,2 42,8 47,2 51,5 55,5 60,8	194,5 (198,0)	187,3	234	10,6 (13,9)	6,8
194	193,7	9,5 10,9 12,7 15,1	174,7 171,9 168,3 163,5	43,3 49,2 56,7 66,5	215,9	206,4	242	15,7	9,4
219	219,1	8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	46,3 52,3 58,5 64,6 71,5	244,5	231,8	254	21,6	11,9
245	244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8 15,9	226,7 224,5 222,3 220,5 216,9 212,7	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7 89,5	269,9	257,2	254	23,9	13,2
273	273,1	8,9 10,2 11,4 12,6 13,8 15,1 16,5	255,3 252,7 250,3 247,9 245,5 242,9 240,1	57,9 65,9 73,7 80,8 88,5 96,1 104,5	298,5	285,8	254	26,7	14,8

Допустимы следующие предельные отклонения по размерам и массе труб и муфт:

По наружному диаметру труб, %:

всех условных диаметров исполнения А..... $\pm 0,75$

с условным диаметром ≤ 219 мм исполнения Б..... ± 1

с условным диаметром > 219 мм исполнения Б..... $\pm 1,25$

По толщине стенки, % (плюсовые отклонения ограничены массой трубы)..... $- 12,5$

По наружному диаметру муфт:

нормальных, % ± 1 (но не более

± 3 мм)

специальных, мм..... $+0,8$

$-0,4$

По длине муфт, мм..... $\pm 3,0$

Таблица 22.5

Трубы безмуфтовые раструбные – ТБО

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр d , мм	Наружный диаметр высаженной части раструбного конца $D_{в} \pm 0,5$, мм	Длина высаженной части раструбного конца $l_{в \text{ min}}$	Масса 1 м, кг	Δm^* , кг
127	127,0	9,2 10,7	108,6 105,6	136	104	22,0 26,7	0,2
140	139,7	9,2 10,5	121,3 118,7	149	108	29,5 33,6	0,5 0,8
146	146,1	8,5 9,5 10,7	129,1 127,1 124,7	156	108	28,8 32,0 35,7	0,1 0,4 0,7
168	168,3	8,9 10,6 12,1	150,5 147,1 144,1	78	112	38,2 41,2 46,5	0,0 0,5 1,1
178	177,8	9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	159,4 157,0 154,8 152,4 150,4 148,0	187	116	38,2 42,8 47,2 51,5 55,5 60,8	0,7 1,1 1,6 2,2 2,6 2,8
194	10,9 193,7	9,5 10,9 12,7 15,1	174,7 171,9 168,3 163,5	206	120	43,3 49,2 56,7 66,5	0,0 0,7 1,6 2,8
* Δm — уменьшение массы одной трубы, обусловленное отделкой концов.							

По массе, %:

для отдельной трубы исполнения А.....	+6,5
для партии труб (массой не менее 20 т) исполнения А.....	–3,5
для партии труб (массой не менее 20 т) исполнения А.....	–1,75
для отдельной трубы исполнения Б.....	+8,0
для партии труб (массой не менее 20 т) исполнения Б.....	–6,0

Не допускается овальность труб исполнения Б, превышающая 0,8 предельного отклонения по наружному диаметру, за исключением мест ремонта. Общая изогнутость всей трубы (стрела прогиба), измеренная на середине трубы, не должна быть более 1/2000 длины трубы. На концевых участках, равных одной трети длины трубы, изогнутость не должна превышать более 1,3 мм на 1 м длины.

Условное обозначение трубы включает тип соединения (кроме короткой резьбы), условный диаметр трубы, группу прочности, толщину стенки. Например:

ОТТМ 219×10,2 – Д ГОСТ 632–80;

219×10,2 – К ГОСТ 632–80.

Условное обозначение муфт включает тип соединения (кроме короткой резьбы), условный диаметр трубы, группу прочности, вид муфты. Например:

ОТТМ 219×10,2 – Д ГОСТ 632–80;

245 – Д ГОСТ 632–80.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песчин. Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов при условии, что их глубина не превышает предельного минусового отклонения по толщине стенки. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускаются.

Трубы и муфты должны быть изготовлены из стали одной и той же группы прочности, указанной в табл. 22.6.

Трубы и муфты к ним группы прочности К и выше должны быть подвергнуты термической или термомеханической обработке. Резьба и уплотнительные конические расточки муфт должны быть оцинкованы или фосфатированы.

Таблица 22.6

Механические свойства стали

Характеристика	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_{вн}$, МПа, не менее	655 (637)	(686)	689	758	862	999	1103
Предел текучести σ_t , МПа: не менее	379 (373)	(490)	551	655	758	931	1034
не более	551	—	758	862	965	1137	1240
Относительное удлинение σ_5 , %, не менее	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5
Примечание. Значения в скобках, относятся к исполнению Б.							

Каждая труба с треугольной резьбой ОТТМ и ОТТГ должна быть снабжена муфтой, закрепленной на муфтонаверточном станке на одном из ее концов. При свинчивании труб с муфтами следует применять смазочный материал или другие уплотнители, обеспечивающие герметичность соединения и предохраняющие его от задиров и коррозии. Наружная поверхность трубы и муфты по требованию потребителя может быть окрашена.

Трубы должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением.

РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Резьба треугольного профиля. Параметры профиля резьбы труб и муфт с треугольной резьбой должны соответствовать следующим значениям:

Шаг резьбы P , мм.....	3,175
Высота исходного профиля H , мм.....	2,750
Высота профиля h_1 , мм.....	1,810 ^{+0,05} _{-0,10}
Рабочая высота профиля h , мм.....	1,734
Угол профиля α	60°
Угол наклона стороны профиля $\alpha/2$	30°±1'15'

Радиус закругления, мм:	
вершина профиля r	$0,508^{+0,045}$
впадина профиля r_1	$0,432^{+0,045}$
Зазор z , мм.....	0,076
Угол наклона φ	$1^\circ 47' 24''$
Конусность $2 \operatorname{tg} \varphi$	1:16

Размеры соединений с треугольной резьбой (короткой и длинной) приведены на рис. 22.4 и в табл. 22.7, 22.8.

Цилиндрическую выточку у торца муфты разрешается выполнять конической, образующая которой параллельна образующей конуса резьбы. Наименьший диаметр выточки должен быть равен d_0 .

Минимальная толщина стенки под резьбой в плоскости торца

$$t = 0,875s - 0,5(D\Delta - d_2),$$

где Δ — коэффициент, учитывающий верхнее предельное отклонение наружного диаметра труб: $\Delta = 1,0075$ для труб исполнения А, 1,01 для труб до 219 мм исполнения Б и 1,0125 для труб свыше 219 мм.

Наименьшая толщина t под резьбой в плоскости торца трубы должна быть более 1,5 мм для труб исполнений А и Б.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен $A_t \pm 3,2$ мм. Допускается подбор муфт и концов труб по натягу.

После свинчивания труб и муфт на станке торец муфты должен совпадать с концом сбега резьбы на трубе (предельные отклонения $\pm 3,2$ мм).

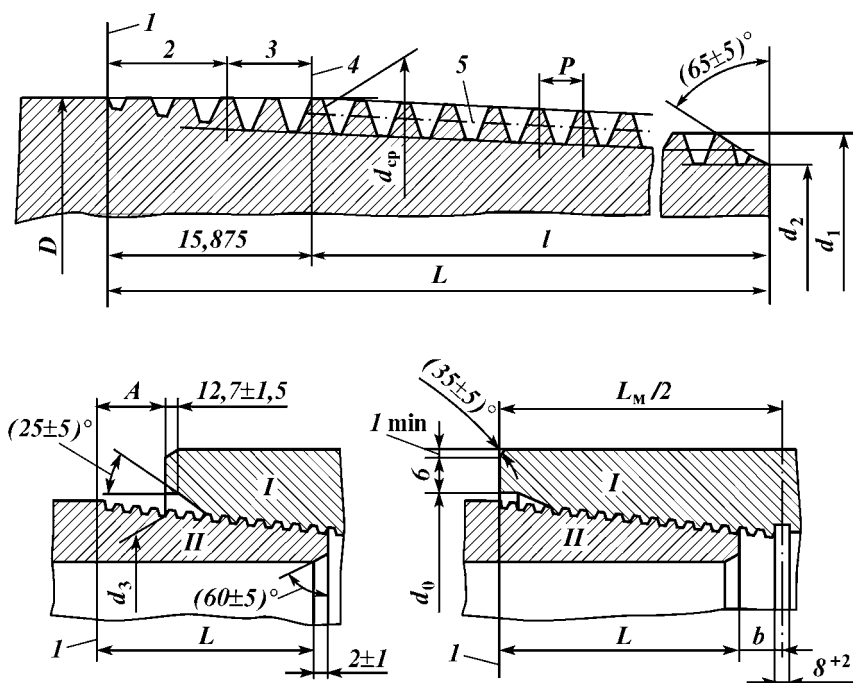


Рис. 22.4. Размеры соединений с треугольной резьбой:

I — муфта; II — труба; 1 — конец сбега резьбы; 2 — сбег резьбы; 3 — витки со срезанными вершинами; 4 — основная плоскость; 5 — линия среднего диаметра

1 — основная плоскость; 2 — витки со срезанными вершинами; 3 — сбег резьбы; 4 — конец сбega резьбы (исполнения 1, 2 — соответственно для нормальных и специальных муфт)



При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен (14 ± 3) мм.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен (10 ± 2) мм. После свинчивания трубы и муфты на станке должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и уступа муфты по всему периметру стыка. Допускается наличие зазора между упорными поверхностями трубы и муфты не более 1 мм (для исполнения Б).

Трубы безмуфтовые раструбные – ТБО применяют для обеспечения высокой прочности и герметичности. Размеры соединений соответствуют указанным в табл. 22.10.

Шаг резьбы, мм:	
на длине 25,4.....	±0,05
на всей длине резьбы с полным профилем.....	±0,10
Конусность резьбы, мм:	
на длине 100 мм ниппельного конца трубы.....	+ 0,15
раструбного конца трубы.....	− 0,15

Размеры соединений труб с короткой треугольной резьбой и муфт к ним, мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Диаметр резьбы и плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы	
				наружный d_1	внутренний d_2	общая (до конца сбега) $L \pm 3,2$	до основной плоскости (с полным профилем) l
114	114,3	5,2	112,566	112,105	108,485	51,0	35,125
	114,3	5,7—8,6		111,136	107,516	66,5	50,625
127	127,0	5,6		124,023	120,403	63,5	47,625
	127,0	6,4—9,2		123,617	119,997	70,0	54,125
140	139,7	6,2—10,5	137,966	136,130	132,510	73,0	57,125
146	146,1	6,5—10,7	144,316	142,292	138,672	76,0	60,125
168	168,3	6,5—12,1	166,541	164,298	160,678	79,5	63,625
178	177,8	5,9	176,066	175,011	171,391	60,5	44,625
		6,9—13,7		173,823	170,203	79,5	63,625
194	193,7	7,6—12,7	191,941	189,511	185,891	82,5	66,625
219	219,1	6,7	217,341	215,317	211,697	76,0	60,125
		7,7—14,2		21,723	211,103	85,5	69,625
245	244,5	7,9—13,8	242,741	240,123	236,503	85,5	54,125
273	273,1	7,1	271,316	269,667	266,047	70,0	
		8,9—16,5		268,480	264,860	89,0	73,125
299	298,5	8,5—14,8	296,716	293,880	290,260		
324	323,9	8,5—14,0	322,116	319,280	315,660		
340	339,7	8,4—15,4	337,991	335,155	331,535		
406	406,4	9,5—16,7	404,666	401,048	397,428	101,5	85,625
473	473,1	11,1	471,341	467,723	464,103		
508	508,0	11,1—16,1	506,266	502,648	499,082		

Примечание. Резьбовые соединения труб диаметрами 351, 377 и 426 мм выполняют

Размеры соединений труб с удлинённой треугольной резьбой и муфт к ним, мм

Условный диаметр	Наружный диаметр D	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Диаметр резьбы и плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы	
			наружный d_1	внутренний d_2	общая (до конца сбега) $L \pm 3,2$	до основной плоскости с полным профилем l
114	114,3	112,566	110,542	106,922	76,0	60,125
127	127,0	125,266	122,648	119,028	85,5	69,625
140	139,7	137,966	135,130	131,510	89,0	73,125
146	146,1	144,316	141,105	137,485	95,0	79,125
168	168,3	166,541	163,111	159,491	98,5	82,625
178	177,8	176,066	172,448	168,829	101,5	82,625
194	193,7	191,941	183,105	184,485	105	89,125
219	219,1	217,341	212,911	209,291	114,5	98,625
245	244,5	242,741	237,936	234,316	120,5	104,625

Таблица 22.7

Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	Диаметр цилиндрической выточки d_0		Ширина торцевой плоскости муфты $B_{\min}$		Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную A	Расстояние от торца трубы до середины муфты в закреплённом соединении b	Натяг резьбы трубы A_T
	Номинальное значение	Предельное отклонение	Исполнение А	Исполнение Б			
111,230	116,7	+0,8	3,0	6,0	9,5	28,0 12,5 19,0	18,7 3,2 9,7
123,930	129,4		4,0			12,5 9,7	
136,630 142,980 165,205	142,1 148,1 170,7		3,5				
174,730	180,2		6,5 6,0			12,5	3,2
			4,5	6,5		31,5	22,2
190,512	196,1		7,5			12,5	3,2
215,912	221,5		+1,5	8,5		11,0	22,0
241,312	246,9	12,5 31,5			3,2 22,2		
269,887	275,5	12,5 3,2					
295,287	300,9						
320,687	326,3						
336,562	342,1						
403,237	408,8	8,5					
469,912	475,5	13,0					
504,837	510,4	8,5					

по ТУ 14-3-760—78.

по ТУ 14-3-760 – 78.

Таблица 22.8

Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	Диаметр цилиндрической выточки d_0		Ширина торцевой плоскости муфты $B_{\min}$		Расстояние от торца муфты до конца сбega резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг) A	Расстояние от торца трубы до середины муфты в закреплённом соединении b	Натяг резьбы A_T
	Номинальное значение	Предельное отклонение	Исполнение А	Исполнение Б			
111,230	116,7	+0,8	3,0	6,0	9,5	12,5	6,3
123,930	129,4		4,0				12,3
136,630	142,1		3,5				12,8
142,980	148,1		6,5				15,8
165,205	170,7		6,0				
174,730	180,2		4,5	6,5			11,0
190,512	196,1		7,5		19,3		
215,912	221,5	+1,5	8,5		25,8		
241,312	246,9				31,8		

Размеры соединений труб с трапецеидальной резьбой и муфт к ним – ОТТМ, мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{\text{вн}}$	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы	
			наружный d_1	внутренний d_2
114	114,3	111,100	111,675	108,475
127	127,0	123,800	124,250	121,050
140	139,7	136,500	136,700	133,500
146	146,1	142,850	143,050	139,850
168	168,3	165,075	165,025	161,825
178	177,8	174,600	174,300	171,100
194	193,7	190,475	189,925	186,725
219	219,1	215,875	214,950	211,750
245	244,5	241,275	240,350	237,150
273	273,1	269,850	268,925	265,725
299	298,5	295,250	294,325	291,125
324	323,9	320,650	319,725	316,525
340	339,7	336,525	335,600	332,400

Размеры высокогерметичных соединений труб и муфт к ним – ОТТГ и труб безмуфтовых

Условный диаметр трубы	D	$d_{\text{вн}}$	Труба ОТТГ и нипельный конец трубы ТБО			
			d_1	Диаметр уплотнительного конического пояска в плоскости торца d_2	Расстояние от торца до конца сбега резьбы $L - 1,0$	Расстояние от торца до основной плоскости l
114	114,3	111,100	110,175	106,375	98	66
127	127,0	123,800	122,750	118,950	100	68
140	139,7	136,500	135,200	131,400	104	72
146	146,1	142,850	141,550	137,750	104	72
168	168,3	165,075	163,525	159,725	108	76
178	177,8	174,600	172,800	169,000	112	80
194	193,7	190,475	188,425	184,625	116	84
219	219,1	215,875	213,450	209,650	122	90
245	244,5	241,275	238,850	235,050		
273	273,1	269,850	267,425	263,625		

Торцы трубы и упорный уступ раструба должны быть перпендикулярны к оси резьбы, предельные отклонения — 0,06 мм. Не допускается разность между максимальной и минимальной шириной упорного уступа раструбного конца трубы более 2 мм.

Таблица 22.9

Длина резьбы трубы		Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	Диаметр фаски в плоскости торца муфты $d_0 + 1,0$	Длина резьбы с полным профилем $l_{1 \min}$	Ширина торцевой плоскости муфты	
общая (до конца сбега) $L \pm 2,2$	до основной плоскости (с полным профилем) l				Исполнение А	Исполнение Б
74	42	112,225	116,5	76	3,0	6,0
76	44	124,925	129,2	78	4,0	
80	48	137,625	141,9	82	3,5	
80	48	143,975	148,3	86	6,5	
84	52	166,200	170,5		4,5	6,0
88	56	175,725	180,0	90		
92	60	191,600	195,9	94		
98	66	217,000	221,3	100	9,0	
		242,400	246,7		8,5	
		270,975	275,3		9,5	
		296,375	300,7		8,5	
		321,775	326,1			
		337,650	342,0			

Таблица 22.10

раструбных – ТБО, мм

Муфта ОТТГ и раструбный конец трубы ТБО									
Диаметр уплотнительной конической расточки в расчетной плоскости $d_{упл}$	d_3	Диаметр фаски в плоскости торца $d_0 + 1,0$	Внутренний диаметр $d_{м}^{+0,5}_{-1,0}$	Расстояние от торца до упорного уступа $L_1 + 1,0$	Расстояние от торца до расчетной плоскости l_1	Длина резьбового конуса $l_2 - 1,0$	Длина резьбы с полным профилем l_3_{min}	Ширина торцевой плоскости	
								Исполнение А	Исполнение В
106,425	112,475	116,5	97	96	88	82	72	3,0	
119,000	125,175	129,2	110	98	90	84	74	4,0	6,0
131,450	137,875	141,9	119	102	94	88	78	3,5	
137,800	144,225	148,3	126	102	94	88	78	6,5	
159,775	166,450	170,5	148	106	98	92	82	6,0	
169,050	175,975	180,0	158	110	102	96	86	4,5	6,5
184,675	191,850	195,9	172	114	106	100	90	7,5	
209,700	217,250	221,3	198	120	112	106	96	9,0	
235,100	242,650	246,7	223						
263,675	271,225	275,3	256					8,5	

ПРАВИЛА ПРИЕМКИ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЯ

Контролю внешнего вида, наличия дефектов, проверке геометрических размеров и параметров следует подвергать каждую трубу и муфту.

Параметры резьбы труб и муфт необходимо проверять периодически. Для исполнения А массу контролируют у каждой трубы, для труб исполнения Б проверку массы разрешается не проводить.

Механические свойства проверяют на одной трубе и муфтовой заготовке каждого размера от каждой плавки. Испытание на растяжение проводят по ГОСТ 10006—80 на коротких продольных образцах, испытание на сплющивание — по ГОСТ 8695—75 на кольцевых образцах шириной 60 мм.

Пробы для определения массовой доли серы и фосфора отбирают при разливке стали по ГОСТ 7565—81. Внутренний диаметр трубы проверяют двойным жестким шаблоном или цилиндрической оправкой с размерами, указанными ниже:

Условный диаметр, мм.....	114—219	245—343	351—508
Длина шаблона (оправки), мм.....	150	300	300
Диаметр шаблона (оправки), мм.....	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Проверке внутренним давлением должна подвергаться каждая труба с навинченной и закрепленной муфтой.

МАРКИРОВКА, УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

Кроме требований, оговоренных в ГОСТ 10692—80, на каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от одного из концов должна быть нанесена маркировка с помощью клейм: условный диаметр трубы, мм; номер трубы; группа прочности; толщина стенки, мм; наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; месяц и год выпуска.

Кроме того, на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской: условный диаметр трубы, мм; группа прочности; толщина стенки, мм; длина трубы, см; масса трубы, кг; тип соединения (кроме труб с короткой треугольной резьбой); вид исполнения (для исполнения А); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

На каждой муфте наносят наименование предприятия-изготовителя, группу прочности, букву «С» — для специальных муфт, вид исполнения.

Резьбы, упорные торцы и уступы и уплотнительные поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений металлическими предохранительными кольцами и ниппелями.

При отгрузке в одном вагоне должны находиться трубы только одной партии. Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона.

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ ГЛАДКИЕ БЕЗМУФТОВЫЕ ОГ1м

Соединение обсадных труб ОГ1м выполнено в габаритных размерах тела гладкой трубы. Прочность резьбового соединения труб ОГ1м при действии растягивающих нагрузок составляет 50—53 % прочности по телу трубы. Трубы ОГ1м предназначены для хвостовиков обсадных колонн и могут быть использованы для эксплуатационных колонн.

В соединении труб ОГ1м (рис. 22.6) применена трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм, конусность 1:12, рабочей высотой профиля 1,4 мм и углами наклона 3 и 30° (рис. 22.7). Посадка резьбы осуществляется по внутреннему диаметру резьбы с зазором 0,1 мм по наружному диаметру и 0,2 мм по боковой стороне профиля. Для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка с натягом по срезанным вершинам профиля резьбы на участке от начала сбег резьбы ниппельного конца до упорного уступа. Основные размеры труб ОГ1м приведены в табл. 22.11.

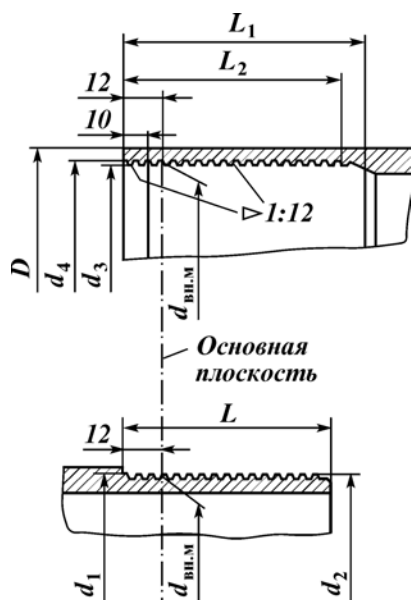


Рис. 22.6. Соединение гладких без-
муфтовых труб ОГ1м

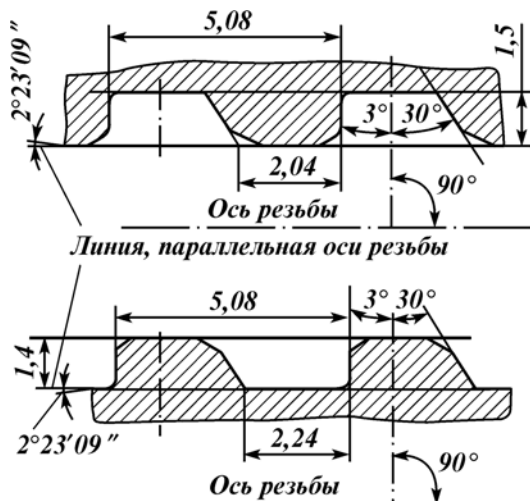


Рис. 22.7. Профиль резьбы труб ОГ1м

Допуск на шаг составляет $\pm 0,5$ мм на длине 25,4 мм и $\pm 0,10$ мм на всей длине резьбы. Отклонение угла наклона профиля равно $\pm 1^\circ$. Допускаемые отклонения по конусности на длине 80 мм по наружному и внутреннему диаметрам резьбы $+0,15$ мм для ниппельной части и $-0,15$ мм для муфтовой части.

Натяг резьбы муфтового конца по резьбовой калибр-пробке должен быть равен (5–12) мм для труб диаметром до 194 мм и $(5 \pm 1,00)$ мм для труб диаметром более 194 мм.

Измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна совпадать с торцом муфты или утопать относительно торца муфты не более чем на 1 мм для труб диаметром до 194 мм и не более чем на 2 мм для труб диаметром более 194 мм.

Резьбу ниппельного конца трубы должны проверять гладким калибр-кольцом, резьбовым калибр-кольцом с неполным профилем и резьбовым калибр-кольцом с полным профилем.

Натяг по гладкому и резьбовым калибр-кольцам должен быть равен $10^{+1,2}$ мм для труб диаметром до 194 мм и $10^{+2,0}$ мм для труб диаметром более 194 мм.

Разрушающие нагрузки для труб ОГ1м определяют исходя из площади опасных сечений по телу ниппельной или муфтовой части трубы под крайними витками резьбы, находящимися в зацеплении.

Для труб ОГ1м с толщиной стенки до 10 мм включительно разрушающую нагрузку определяют исходя из разрушения по телу ниппельной части в опасном сечении, находящемся на расстоянии 16 мм от упорного уступа, по формуле

Таблица 22.11

Размеры безмуфтовых труб ОГ1м, мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Ниппельный конец трубы				Муфтовый конец трубы				
			Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн.н}$	Диаметр большего основания конуса d_1	Диаметр меньшего основания конуса d_2	Длина конуса L	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн.м}$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_3	Диаметр конической выточки в плоскости торца d_4	Длина конуса L_1	Длина резьбы L_2
114	114,3	8	105,7	109,5	104,0	66	105,4	106,4	109,3	95	82
127	127,0	9			103,0	78					
		8	118,4	122,2	116,7	66	118,1	119,1	122,0		
		9			115,7	78					
140	139,7	8	131,1	134,9	129,4	66	130,8	131,8	134,7	110	95
		9		128,4	78						
		10 – 11		127,4	90						
146	146,0	8	137,4	141,2	135,7	66	137,1	138,1	141,0		
		9			134,7	78					
		10 – 11			133,7	90					
168	168,3	8	159,78	163,5	158,0	66	159,4	160,4	163,3		
		9			157,0	78					
		10 – 12			156,0	90					
178	177,8	8	169,2	173,0	167,5	66	168,9	169,9	172,8		
		9			166,5	78					
		10 – 14			165,5	90					
194	193,7	8	185,1	188,9	183,4	66	184,8	185,8	188,7		
		9			182,4	78					
		10 – 14			181,4	90					
219	219,1	9	210,5	214,3	207,8	78	210,2	211,2	214,1		
		10 – 12			206,8	90					
245	244,5	8	235,9	239,7	234,2	66	235,6	236,6	239,5		
		9			233,2	78					
		10 – 14			232,2	90					
273	273,1	8	264,5	268,3	262,8	66	264,2	265,2	268,1		
		9			261,8	78					
		10 – 12			260,8	90					

$$P_{p.n} = 0,785[(D - 0,9)^2 - (D - 2s)]\sigma_{в. min},$$

где D – номинальный диаметр трубы; s – номинальная толщина стенки.
 Для труб ОГ1м с толщиной стенки 11 мм и более разрушающую нагрузку определяют исходя из разрушения по телу муфтовой части в опасном сечении, находящемся на расстоянии 6 мм от торца ниппеля, по формуле

$$P_{p.m} = 0,785[D^2 - (D - 1,9s)^2]\sigma_{в. min}.$$

Рекомендуемые допустимые нагрузки при спуске труб ОГ1м рассчитывают при коэффициенте запаса прочности, равном 1,8 разрушающей нагрузки.

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ ТОЛСТОСТЕННЫЕ

Обсадные толстостенные трубы выпускают по ТУ 14-3-329–74. Размеры и масса труб должны соответствовать значениям, указанным в табл. 22.12.

Трубы поставляют длиной 9,5–13 м, допускается поставка 40 % труб длиной 6–9,5 м. Отклонения по размерам труб не должны превышать, %:

По наружному диаметру труб:	
219 мм	±1
>219 мм	±1,25
По толщине стенки.....	±12,5

Технические требования соответствуют ГОСТ на обсадные трубы. Гидроиспытанию подвергают трубы длиной 9 м и более. Значения испытательных давлений: для труб 219 мм – 20,0 МПа; для труб более 219 мм – 13,0 МПа.

Таблица 22.12

Параметры толстостенных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Номинальный внутренний диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали
219,1	13	193,1	69,49	Д; К
	14	191,1	74,35	
	15	189,2	79,27	Е; Л
244,5	18	208,5	105,57	Д
298,5	20	204,5	116,26	
	18	262,5	130,73	
	20	258,5	144,22	

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ БОЛЬШИХ ДИАМЕТРОВ

В тех случаях когда необходимо использовать обсадные трубы больших диаметров (более 508 мм), в основном для крепления верхних интервалов скважин в приустьевой зоне в качестве направляющих колонн применяют трубы по ГОСТ 8732–78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные».

В основном используют трубы диаметрами 530, 560, 630, 720 и 820 мм с

толщинами стенок 9, 10, 11, 12, 14 мм из сталей марок Ст4сп, Ст5сп, Ст6сп с пределом текучести соответственно 216, 245, 274, 304 МПа или сталей марок 20, 35, 45 с пределом текучести 245, 294, 323 МПа. Трубы при спуске сваривают.

В ряде случаев можно использовать трубы по ГОСТ 20295–74 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов». Выпускают трубы прямошовные или спиральношовные диаметрами 530, 630, 720, 820 мм следующих классов прочности: К34, К38, К42, К50, К52, К55 с пределом текучести 206–329 МПа.

ТРУБЫ ДЛЯ МУФТ

Муфты обсадных труб, башмаки и другие соединительные части изготавливают из муфтовой заготовки по ТУ 14-3-130–73.

Ниже приведены размеры труб, мм:

Диаметр	133	166	188	216	243	269	298	325	351	402	451
Толщина стенки	14	16	18	18	19	19	20	20	22	22	22

Проверке соосности резьб должно быть подвергнуто не менее 1 % муфт от каждой партии. Проверке качества сопряжения торца трубы ОТТГ и упорного уступа муфты подвергается каждое соединение партии.

Конусность по наружному диаметру резьбы труб и ниппельных концов труб ТБО и по внутреннему диаметру резьбы муфт и раструбных концов труб ТБО, а также конусность уплотнительных конических поверхностей труб и муфт ОТТГ и труб ТБО проверяют гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками полными или неполными) или специальными приборами.

Толщину под резьбой проверяют во впадине первой нитки, расположенной со стороны торца трубы.

Для проверки совпадения осей резьбы обоих концов муфту навинчивают на нарезанный цилиндрический стержень, точно выверенный и центрированный в патроне токарного станка или специального приспособления. В свободный конец муфты ввинчивают другой цилиндрический, чисто обработанный стержень длиной не менее 250 мм.

Вращая муфту, определяют биение (удвоенное значение отклонения от соосности) стержня у торца муфты и у конца стержня индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм. Отсчет значения биения у конца стержня ведется от середины муфты.

22.2. РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

На обсадную колонну действуют различные по значению и характеру нагрузки:

- 1) растягивающие нагрузки от собственного веса;
- 2) сжимающие нагрузки от собственного веса, возникающие при разгрузке колонны, установленной на забой, и при посадках;
- 3) динамические нагрузки, возникающие в период неустановившегося движения колонны в осевом направлении;
- 4) осевые нагрузки, обусловленные силами трения колонны о стенки скважины;

5) осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании и эксплуатации;

6) наружное и внутреннее избыточные давления;

7) изгибающие нагрузки при искривлении колонны в результате потери устойчивости и при работе в наклонных скважинах.

В зависимости от назначения колонны (промежуточная или эксплуатационная) также действуют нагрузки, характерные для колонны данного типа, например силы трения, возникающие при вращении буровой колонны в обсадной и приводящие в ряде случаев к протиранию обсадной трубы.

Основные нагрузки для расчета — осевые растягивающие нагрузки, наружное и внутреннее избыточные давления.

НАРУЖНОЕ ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Наружное избыточное давление определяют как разность между наружным и внутренним давлением для одного и того же момента времени.

Для эксплуатационной колонны наружное давление рассчитывают для периода окончания эксплуатации скважины.

В незацементированной зоне нефтяных скважин наружное избыточное давление определяют по формулам (рис. 22.8):

если $h > H$, то

$$p_{н.и\ z} = \gamma_p z \quad \text{при } 0 \leq z \leq H; \quad (22.1)$$

$$p_{н.и\ z} = \gamma_p z - \gamma_b(z - H) \quad \text{при } H \leq z \leq h; \quad (22.2)$$

если $h < H$, то

$$p_{н.и\ z} = \gamma_p z \quad \text{при } 0 \leq z \leq h,$$

где h — расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора, м; H — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне, м; z — рассматриваемая глубина, м; γ_p — удельный вес бурового раствора за колонной, Н/м³; γ_b — удельный вес жидкости в колонне, Н/м³.

В газоконденсатных и газовых скважинах при наличии столба жидкости в колонне

$$p_{н.и\ z} = \gamma_b z - p_{\min} \quad \text{при } 0 \leq z \leq h. \quad (22.3)$$

При окончании эксплуатации ($H = L$) за внутреннее давление $p_{\min}$ принимают наименьшие устьевое и забойное давления для заданного диаметра эксплуатационной колонны.

В зацементированной зоне давление определяют по составному столбу, пластовому и горному давлению.

1. При расчете по составному столбу

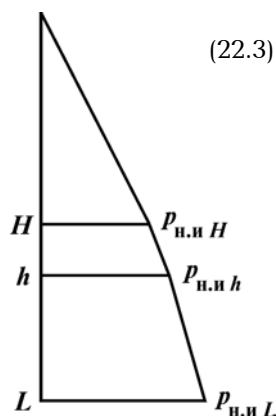


Рис. 22.8. Эпюра распределения наружных избыточных давлений

$$p_{н.и z} = p_{н.и h} + \frac{p_{н.и L} - p_{н.и h}}{L - h} (z - h). \quad (22.4)$$

Для нефтяных скважин

$$p_{н.и L} = [(\gamma_{ц} - \gamma_{в})L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h + \gamma_{в} H], \quad (22.5)$$

где $\gamma_{ц}$ — удельный вес цементного раствора, Н/м³.

Для газовых скважин

$$p_{н.и L} = \{[(\gamma_{ц} L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h] - p_{мин}\}. \quad (22.6)$$

Для колонн, зацементированных до устья ($h = 0$),

$$p_{н.и L} = \frac{p_{н.и L}}{L} z. \quad (22.7)$$

Значения $p_{н.и L}$ определяют из формул (22.5) и (22.6) при $h = 0$.

Следует учесть, что:

если $p_{н.и L} < p_{н.и h}$, то за расчетное давление на всем зацементированном участке принимают $p_{н.и h}$;

если $p_{н.и z}$ окажется больше, чем давление, определенное по столбу раствора, то расчет всей колонны ведут по формулам (22.1) — (22.3) для интервалов $H \leq z \leq L$, $0 \leq z \leq H$, $0 \leq z \leq h$.

2. При расчете по пластовому давлению избыточное давление вычисляют по формуле

$$p_{н.и z} = p_{пл z} - p_{в z}. \quad (22.8)$$

3. В интервале залегания пород, склонных к текучести,

$$p_{н.и z} = \gamma_{п} z - p_{в z}, \quad (22.9)$$

где $\gamma_{п}$ — средний удельный вес лежащих выше пород, Н/м³.

Расчет ведут по наибольшему из давлений.

Для промежуточных колонн наружное избыточное давление для нормальных условий в отсутствие поглощений и проявлений определяют исходя из минимального внутреннего давления:

а) в незацементированной зоне

$$p_{н.и z} = (\gamma_{р} - \gamma_{к})z, \quad (22.10)$$

где $\gamma_{р}$, $\gamma_{к}$ — удельный вес бурового раствора соответственно за колонной и в колонне, Н/м³;

б) в зацементированной зоне давления определяют с учетом составного столба бурового и цементного растворов:

$$p_{н.и z} = p_{н.и h} + \frac{p_{н.и L} - p_{н.и h}}{L - h} (z - h), \quad (22.11)$$

где

$$p_{н.и L} = (\gamma_{ц} - \gamma_{к})L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h; \quad (22.12)$$

$$p_{н.и h} = (\gamma_{р} - \gamma_{к})h. \quad (22.13)$$

Для колонн, зацементированных до устья,

$$p_{н.и з} = (\gamma_{ц} - \gamma_{к})z.$$

Наружное избыточное давление при газонефтеводопроявлениях:
а) в незацементированной зоне

$$p_{н.и з} = (\gamma_p - \gamma_0)z, \quad (22.14)$$

где γ_0 — минимальный удельный вес жидкости при бурении под следующую за рассчитываемой колонну, Н/м³.

б) в зацементированное зоне давление находят по формуле (22.11),

$$p_{н.и л} = (\gamma_{ц} - \gamma_0)L - (\gamma_{ц} - \gamma_p)h. \quad (22.15)$$

Для колонн, зацементированных до устья,

$$p_{н.и з} = (\gamma_{ц} - \gamma_0)z.$$

Наружное избыточное давление при поглощениях рассчитывают по формулам (22.1)–(22.7), в которых H — расстояние от устья до уровня жидкости в колонне, а $\gamma_{в}$ заменяют на $\gamma_{к}$.

Если расчет ведется по пластовому или горному давлению, то используют формулы (22.8) и (22.9).

При кольцевых диаметральных зазорах 30 мм и менее, а также при наличии других условий, препятствующих полному вытеснению бурового раствора из кольцевого пространства, наружное избыточное давление определяют по столбу раствора:

$$p_{н.и з} = (\gamma_p - \gamma_{к})z \text{ при } 0 \leq z \leq L.$$

ВНУТРЕННЕЕ ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Внутреннее давление в колонне действует при ее спуске, в процессе цементирования скважины и при эксплуатации. При спуске колонны в скважину давление в ней равно гидростатическому давлению столба жидкости. В процессе цементирования внутреннее гидростатическое давление повышается на значение, необходимое для преодоления разности весов столбов жидкости и сопротивления движению. По мере твердения цементного раствора давление в колонне увеличивается, что связано с выделением теплоты в процессе схватывания цементного раствора. В период эксплуатации внутреннее давление зависит от уровня жидкости в колонне или от значения пластового давления (для газовых и фонтанирующих скважин).

Внутреннее избыточное давление определяют для периода ввода скважины в эксплуатацию (опрессовка колонны), т.е. в момент передачи наибольшего давления.

Для эксплуатационной колонны в незацементированной зоне ($0 \leq z \leq h$) избыточное внутреннее давление

$$p_{в.и} = 1,1p_y - (\gamma_p - \gamma_{ж})z \text{ при } 1,1p_y > p_{оп}; \quad (22.16)$$

$$p_{в.и з} = p_{оп} - (\gamma_p - \gamma_{ж})z \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп}, \quad (22.17)$$

где p_y — внутреннее избыточное давление на устье в период ввода скважины в эксплуатацию, Па; $\gamma_{ж}$ — удельный вес опрессовочной жидкост-

ти, Н/м³; $p_{оп}$ – минимальное внутреннее избыточное давление, Па (табл. 22.13).

Большую из величин $1,1p_y$, $p_{оп}$ принимают за расчетную.

В зацементированной зоне внутреннее избыточное давление:

1) при расчете с учетом наружного давления составного столба

$$p_{в.и\ z} = p_{в.и\ h} + \frac{p_{в.и\ L} - p_{в.и\ h}}{L - h}(z - h); \quad (22.18)$$

$$p_{в.и\ L} = 1,1p_y - [(\gamma_{ц} - \gamma_{ж})L - (\gamma_{ц} - \gamma_p)h], \quad (22.19)$$

или

$$p_{в.и\ L} = p_{оп} - [(\gamma_{ц} - \gamma_{ж})L - (\gamma_{ц} - \gamma_p)h]; \quad (22.20)$$

$p_{в.и}$ определяют по формулам (22.16), (22.17) при $z = h$. Для колонн, зацементированных до устья, $h = 0$.

Расчет ведут по большему из давлений, вычисленных по формулам (22.19) и (22.20);

2) при расчете с учетом пластового давления

$$p_{в.и\ z} = 1,1p_y - \gamma_{ж\ z} - p_{пл} \text{ при } 1,1p_y \geq p_{оп}; \quad (22.21)$$

$$p_{в.и\ z} = p_{оп} + \gamma_{ж\ z} - p_{пл} \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп}. \quad (22.22)$$

В случаях 1 и 2 колонну испытывают в один прием без пакера. Величину p_y определяют из выражений:

а) в период ввода скважины в эксплуатацию при закрытом устье для нефтяных скважин

$$p_y = p_{пл\ L} - \gamma_{в\ L}; \quad (22.23)$$

для газовых скважин

$$p_y = p_{пл}/I^S; \quad (22.24)$$

$$S = \frac{0,03415 \bar{\gamma}(L - z)}{m T_{ср}}, \text{ или } S \approx 10^{-4} \bar{\gamma}(L - z), \quad (22.25)$$

где I – расстояние от устья до пласта, в котором возможны газоводонефтепроявления, м; $\bar{\gamma}$ – удельный вес газа по воздуху, Н/м³; m – коэффициент сжимаемости газа; $T_{ср} = (T_y + T_z)/2$ (T_y , T_z – температуры на устье и на забое, К).

Распределение давления по длине колонны допускается принимать линейным.

Таблица 22.13

Минимальное внутреннее избыточное давление при испытании колонн на герметичность

Наружный диаметр колонны, мм	Давление, МПа	Наружный диаметр колонны, мм	Давление, МПа
114 – 127	12	219 – 245	7,0
140 – 146	10	273 – 351	6,0
168	9,0	377 – 246	5,0
178 – 194	7,5		

По окончании эксплуатации газовых скважин за внутреннее давление $p_{\min}$ принимают наименьшие устьевое и забойное давления;

б) для газонефтяных и газовых скважин при наличии в закрытых стволах жидкости и газа на всех стадиях эксплуатации внутреннее давление

$$p_{bz} = p_{\text{пл}L} - \gamma_b(L - z) \quad \text{при } H \leq z \leq L; \quad (22.26)$$

$$p_{bz} = \frac{p_{\text{пл}L} - \gamma_b(L - H)}{I^S} \quad \text{при } 0 \leq z \leq H, \quad (22.27)$$

где H — расстояние от устья до уровня жидкости в скважине.

Давление на устье p_y определяют из выражения (22.27) при $z = 0$.

В хорошо изученных районах допускается проводить расчет внутреннего давления по фактическим промысловым значениям устьевого давления.

Формулы (22.19) и (22.20) используют, если наружное давление на колонну $p_n > p_{\text{пл}}$. Наружное давление на забое

$$p_{nL} = [\gamma_p h - \gamma_c(L - h)]. \quad (22.28)$$

Распределение давления p_n на участке $h - L$ принимают линейным.

Формулы (22.21) и (22.22) используют, если $p_n < p_{\text{пл}}$.

Для промежуточных колонн внутреннее избыточное давление определяют по формулам для эксплуатационных колонн, при этом p_y рассчитывают по следующим формулам для максимального значения внутреннего давления p_b при бурении под последующую колонну при $z = 0$:

а) максимальное давление при закрытом устье во время ликвидации выброса или открытого фонтанирования

$$p_{bz} = p_{\text{пл}l} - \gamma_0(l - z) \quad \text{при } 0 \leq z \leq l; \quad (22.29)$$

$$p_y = p_{\text{пл}l} - \gamma_0 l;$$

б) максимальное давление при закрытом устье в случае частичной замены бурового раствора газом

$$p_b = p_{\text{пл}} - \gamma_b(l - z) \quad \text{при } H \leq z \leq L; \quad (22.30)$$

$$p_{bz} = \frac{p_{\text{пл}l} - \gamma_b(l - H)}{I^S} \quad \text{при } 0 \leq z \leq H; \quad (22.31)$$

$$S = 0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\gamma}(H - z);$$

$$p_y = \frac{p_{\text{пл}l} - \gamma_b(l - H)}{I^S}; \quad S = 0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\gamma}H.$$

В случае полного замещения раствора газом ($H = l$)

$$p_b = p_{\text{пл}l}/I^S;$$

в) при бурении под следующую колонну с использованием утяжеленного раствора

$$p_{bz} = \gamma_k z; \quad p_y = 0. \quad (22.32)$$

Если удельный вес опрессовочной жидкости $\gamma_{\text{ж}}$ окажется меньше γ_0 или $\gamma_{\text{к}}$, то при определении наружного избыточного давления взамен γ_0 и $\gamma_{\text{к}}$ подставляют $\gamma_{\text{ж}}$.

РАСЧЕТ ХВОСТОВИКОВ И КОЛОННЫ, СПУСКАЕМЫХ СЕКЦИЯМИ

Наружное избыточное давление при газонефтепроявлениях

$$p_{\text{н.и.}z} = (\gamma_{\text{ц}} - \gamma_0)(z - l_0) \quad \text{при } l_0 \leq z \leq L; \quad (22.33)$$

$$p_{\text{н.и.}z} = p_{\text{пл}z} - \gamma_0 z \quad \text{при } l_0 \leq z \leq L; \quad (22.34)$$

где l_0 — расстояние от устья до верха хвостовика или секционной колонны.

Большее значение давления принимают за расчетное.

В интервале залегания пород, склонных к текучести,

$$p_{\text{н.и.}z} = (\gamma_{\text{п}} - \gamma_0)z. \quad (22.35)$$

Внутреннее избыточное давление при бурении вычисляют по следующим формулам:

а) при газонефтепроявлениях ($p_y > 0$)

$$p_{\text{н.и.}z} = p_{\text{пл}L} - \gamma_0 (1 - z) - p_{\text{пл}i}; \quad (22.36)$$

б) при нормальных условиях ($p_y = 0$)

$$p_{\text{в.и.}z} = \gamma'_{\text{к}} z - p_{\text{пл}z}; \quad (22.37)$$

где $\gamma'_{\text{к}}$ — максимальный удельный вес раствора при бурении под следующую колонну, Н/м³.

При испытании колонн на герметичность в один прием без использования пакера внутреннее избыточное давление рассчитывают по формулам (22.21) и (22.22), в которых p_y определяют так же, как и для промежуточных колонн.

При испытании с применением пакера

$$p_{\text{н.и.}z} = 1,1p_{\text{в}z} - p_{\text{пл}z};$$

где $p_{\text{в}z}$ — вычисляют по формулам (22.29) — (22.32).

ОСЕВАЯ НАГРУЗКА ОТ СОБСТВЕННОГО ВЕСА КОЛОННЫ

Осевую нагрузку определяют по теоретическому весу спущенной колонны:

$$Q = \sum_{i=1}^n g l_i q_i, \quad (22.38)$$

где g — ускорение силы тяжести, м/с²; l_i — длина i -й секции, м; q_i — масса единицы длины i -й секции колонны, кг.

Расчетные формулы. Сопротивляемость труб наружному избыточному давлению определяется давлением, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести материала труб. Критическое давление $p_{\text{кр}}$ (МПа) рассчитывают по формуле Г.М. Саркисова

$$p_{кр} = 1,1k_{\min} \left\{ \sigma_p + Ek_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_p + Ek_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2 \rho \sigma_p} \right\}, \quad (22.39)$$

где $k_{\min} = s_{\min}/D$; $k_0 = s_0/D$; $s_{\min} = 0,875s$; $s_0 = 0,905s$; s — толщина стенки, мм; D — наружный диаметр, мм; σ_p — предел пропорциональности, принимаемый равным пределу текучести, МПа; E — модуль упругости, МПа; $\rho = s_0/s_{\min} = 1,034$; e — овальность, наибольшее расчетное значение которой равно 0,01 для труб до 219 мм включительно, 0,015 для труб от 245 до 324 мм и 0,02 для труб более 324 мм.

Сминающее давление, при котором отмечается пластическая деформация трубы, $p_{см} = c p_{кр}$, где c — опытный коэффициент. В зависимости от значения $k = s/D$ средние значения c следующие:

$0,03 < k \leq 0,04$	1,05
$0,04 < k \leq 0,05$	1,07
$0,05 < k \leq 0,06$	1,1
$0,06 < k \leq 0,07$	1,13
$k > 0,07$	$c = 1,18$

Критическое давление из условия потери устойчивости

$$p_{кр} = 2,2 Ek^2 k_{\min} p. \quad (22.40)$$

Обычно $p_{кр}$, определенное по формуле (22.40), больше, чем рассчитанное по формуле (22.39).

Наружное избыточное давление для труб не должно превышать допустимого:

$$p_{н.и з} \leq p_{кр}/n_1,$$

где n_1 — коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1 — 1,3 для секций эксплуатационного объекта и 1,0 для остальных секций.

На сминающее давление влияет растягивающая нагрузка. Как показали экспериментальные исследования, с увеличением растягивающих напряжений и уменьшением толщины стенки сминающее давление падает. С увеличением k влияние растягивающих напряжений на сминающее давление уменьшается. Исходя из имеющихся экспериментальных данных, для труб, растягивающее напряжение в которых превышает 50 % предела текучести, коэффициент запаса на смятие целесообразно увеличить на 10 %.

Внутреннее избыточное давление, при котором напряжения в трубе достигают предела текучести σ_T , МПа,

$$p_T = 0,875 \frac{2\sigma_T s}{D}. \quad (22.41)$$

Давление, рассчитанное по формулам (22.16) — (22.18), (22.21), (22.22), не должно превышать допустимого:

$$p_{в.и з} \leq p_T/n_2,$$

где n_2 — коэффициент запаса прочности, равный 1,15 для труб 114 — 219 мм и 1,52 для труб более 219 мм.

Коэффициент запаса прочности n_3

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	n_3	Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	n_3
114 – 168	<3000	1,15	273 – 324	<1500	1,45
	>3000			>1500	
178 – 245	<1500	1,3	>324	<1500	1,6
	>1500	1,45		>1500	1,75

Страгивающую нагрузку для труб с резьбой треугольного профиля определяют по формуле Яковлева – Шумилова:

$$P_{\text{ст}} = \frac{10^{-3} \pi D_c b \sigma_T}{1 + \eta \frac{D_c}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (22.42)$$

где $D_c = D - 2t - b$ – средний диаметр сечения по впадине первой полной нитки (в основной плоскости), мм; t – глубина резьбы, мм; b – толщина стенки трубы по впадине той же нитки, мм; η – коэффициент разгрузки; l – длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), мм; $\alpha = 60^\circ$ – угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы; $\varphi = 7^\circ$ – угол трения.

Вес колонны Q , определенный по формуле (22.39), не должен превышать допустимого значения: $Q \leq [P]$, где $[P] = P_{\text{ст}}/n_3$. Здесь n_3 – коэффициент запаса прочности (табл. 22.14).

Осевую растягивающую нагрузку (кН), при которой напряжения в теле муфты равны пределу текучести, вычисляют по формуле А.Е. Сарояна

$$P_{\text{ст}} = \frac{10^{-3} \pi D a \sigma_T}{1 + 0,2 \frac{Da}{dt} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \sin \alpha}, \quad (22.43)$$

где D , d – средние диаметры соответственно муфты и резьбы в плоскости последнего полного витка резьбы, находящегося в сопряжении, мм; a – толщина стенки муфты в той же плоскости, мм; t – рабочая высота профиля резьбы, мм.

Для колонн из труб с трапецеидальной резьбой допустимая нагрузка при растяжении

$$[P] = P_{\text{раз}}/n_3, \quad (22.44)$$

где $P_{\text{раз}}$ – разрушающая нагрузка (справочная величина); $n_3 = 1,8$.

РАСЧЕТ КОЛОННЫ ДЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Наружные и внутренние избыточные давления рассчитывают по формулам, приведенным выше для вертикальных скважин; при этом расстояние от устья до характерных точек L , h , H определяют по вертикали.

Растягивающая нагрузка определяется весом колонны. Влияние изгиба колонны учитывается при расчете на растяжение коэффициентом запаса прочности n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_1}{1 - n_1 c \alpha_0}; \quad (22.45)$$

$$c = \frac{ED_c}{1,15 \cdot 10^3 \sigma_T} \left[1 + \frac{D_c \eta}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \right],$$

n_1 — коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,15 для труб диаметром до 168 мм и 1,3 для труб диаметром 168 мм и более; α_0 — интенсивность пространственного искривления, градус на 10 м; D_c — средний диаметр сечения в основной плоскости резьбы, м; l — длина резьбы с полным профилем, м.

Во всех случаях n'_1 не должен быть меньше значений n_3 , приведенных в табл. 22.14 для каждой группы размеров колонн.

ПОРЯДОК РАСЧЕТА КОЛОНН

На основании исходных данных определяют избыточные наружные и внутренние давления на устье скважины и на глубинах H , h , L , а также для интервалов, рассчитываемых по пластовому или горному давлению. Распределение давлений на этих интервалах принимается линейным.

Для удобства расчетов избыточные давления по глубине скважины представляют в виде эпюр (см. рис. 22.8).

Задаются коэффициентом запаса прочности n_1 на наружное давление для первой снизу секции колонны, вычисляют $n_1 p_{н.и. L}$ и подбирают трубы. Длину первой секции l_1 определяют по мощности эксплуатационного объекта. Затем рассчитывают коэффициент запаса прочности по внутреннему избыточному давлению для верхней трубы секций на глубине L_1 .

Определяют наружное избыточное давление на верхнем конце 1-й секции, по которому подбирают трубы для 2-й секции. При подсчете длины 2-й секции l_2 выбирают трубы для 3-й секции, определяют глубину их установки L_2 , тогда $l_2 = L_1 - L_2$. Далее выполняют расчет на внутреннее давление для верхней трубы 2-й секции и т.д.

При этом одновременно определяют общий вес Q всех подобранных секций, который должен быть меньше или равен допускаемой нагрузке. Если растягивающее напряжение больше $0,5Q$, то коэффициент запаса прочности n увеличивают на 10 %.

Если длину секции определяют исходя из осевой нагрузки, то дальнейший расчет на наружное давление не проводят. Промежуточные колонны рассчитываются по аналогичной методике.

На участках колонны, где возможен наибольший износ, допускается увеличение толщины стенки труб на 10–20 %.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА СВАРНЫХ КОЛОНН

Сварную обсадную колонну рассчитывают на прочность с учетом воздействия на нее растягивающих нагрузок, наружного и внутреннего давлений. В отдельных случаях проверка на прочность учитывает также и действие на колонну изгибающих усилий.

Изложенная далее методика расчета сварных обсадных колонн распространяется на конструкции обсадных труб с проточкой под хомут. Рас-

Таблица 22.15

Коэффициенты запаса прочности n , K

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	n	K	Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	n	K
<219	<1500	1,3	2,2	>219	<1500	1,45	2,5
	>1500	1,45	2,5		>1500	1,6	2,75

чет на растяжение сварной обсадной колонны сводится к проверке прочности сварного шва, сечений под хомут

Прочность сварного шва на растяжение проверяют по формуле

$$P_1 = 0,9 \cdot 10^3 F_1 \frac{\sigma_b}{K}, \quad (22.46)$$

где p_1 — допускаемая растягивающая нагрузка, кН; F_1 — наименьшая площадь сечения по сварному шву, м²; σ_b — временное сопротивление материала труб, МПа; K — коэффициент запаса прочности сварного шва.

Значение K вычисляют по формуле

$$K = n \frac{\sigma_b}{\sigma_T}, \quad (22.47)$$

где n — коэффициент запаса прочности для тела трубы.

Значения коэффициентов запаса прочности n и K для труб из углеродистой стали группы прочности Д даны в табл. 22.15.

Прочность на растяжение в сечении трубы, ослабленном проточкой под шарнирный хомут, характеризует растягивающая нагрузка, кН,

$$P_2 = 0,95 \cdot 10^3 F_2 \frac{\sigma_T}{n}, \quad (22.48)$$

где F_2 — площадь сечения по проточке, м².

Обсадные колонны на внутренне давление (МПа) рассчитывают по формуле

$$p_b = 0,875 \frac{2s \sigma_T}{n_2 D}, \quad (22.49)$$

где s — номинальная толщина стенки, мм; $n_2 = 1,15 \div 1,52$ — коэффициент запаса прочности; D — наружный диаметр трубы, мм.

Сварные колонны на наружное давление рассчитывают согласно приведенной выше методике, уменьшая значения критического давления на 5 % вследствие ослабления сечения трубы проточкой под хомут.

23.1. ТИПЫ ПРИВОДОВ, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Силовым приводом бурового комплекса называют совокупность двигателей и регулирующих их работу устройств, осуществляющих преобразование топливной или электрической энергии в механическую, управление преобразованной механической энергией и передачу ее к исполнительным органам буровой установки (насосу, ротору, лебедке и др.).

В зависимости от используемого первичного источника энергии приводы подразделяют на *автономные* (не зависящие от системы энергоснабжения) и *неавтономные* (зависящие от системы энергоснабжения, т.е. с питанием от промышленных электрических сетей). К автономным приводам буровых установок относят установки с двигателями внутреннего сгорания (ДВС), а также с газотурбинными установками. К неавтономным приводам относят установки с электродвигателями трехфазного переменного тока.

В зависимости от способа привода исполнительных органов силовой привод буровой установки может быть *одиночным* или *групповым*. В силовых приводах можно использовать разные средства искусственной приспособляемости; передаточные механизмы, блокирующие несколько двигателей для передачи энергии на один вал и также входящие в состав силового привода. Характеристики группового привода одновременно должны соответствовать характеристикам нескольких механизмов буровой установки, а характеристика одиночного привода — характеристике только одного механизма.

Потребителями энергии буровой установки являются исполнительные механизмы, обладающие различными характеристиками:

исполнительные механизмы для углубления скважины (буровые и подпорные насосы, роторный стол, вращающий бурильную колонну и долото при роторном бурении); устройства для приготовления бурового раствора и очистки его от выбуренной породы и газа;

исполнительные механизмы для спускоподъемных операций (лебедки главная и вспомогательная); частота вращения барабана главной лебедки при подъеме изменяется от 50 до 600 мин⁻¹; для лучшего использования мощности требуется бесступенчатое или ступенчатое регулирование частот вращения; при подъеме бурильных колонн идеальна характеристика постоянного использования всей мощности, т.е. $N = \omega M = \text{const}$, ω — угловая скорость барабана; M — крутящий момент;

вспомогательные исполнительные механизмы (компрессоры, водяной насос, механизированные ключи и др.); мощность, потребляемая этими механизмами, составляет 10–15 % мощности, потребляемой главными механизмами.

Основные требования, предъявляемые к силовому приводу: соответствие мощности и гибкости характеристики условиям работы исполнительных механизмов, достаточная надежность, долговечность, небольшая масса и экономическая эффективность.

Под *мощностью* силового привода подразумевают номинальную установленную мощность всех двигателей $N = \sum N_i$; где N_i – номинальная мощность двигателя, кВт.

Под *гибкостью характеристики* понимают способность силового привода автоматически или при участии оператора быстро приспосабливаться в процессе работы к изменениям нагрузок и частот вращения исполнительных механизмов. Гибкость характеристики определяется коэффициентом приспособляемости, диапазоном собственного регулирования, частотой вращения валов силового привода и приемистостью двигателей.

Приемистостью называют интенсивность протекания переходных процессов, т.е. время, в течение которого двигатель и силовой привод реагируют на изменение нагрузки.

Коэффициент приспособляемости (или перегрузочная способность) – это отношение $k_{\text{п}} = M_{\text{max}}/M_{\text{н}}$, где M_{max} и $M_{\text{н}}$ – наибольший и номинальный крутящие моменты.

Диапазон регулирования частоты вращения – отношение максимальной частоты вращения n_{max} к номинальной $n_{\text{н}}$.

Если в силовой привод входят и средства искусственной приспособляемости, то его коэффициент приспособляемости $k_{\text{п}} = k_{\text{п.д}} k_{\text{п.т}}$, а диапазон регулирования $R = R_{\text{д}} R_{\text{т}}$, где $k_{\text{п.д}}$ и $R_{\text{д}}$ – коэффициент перегрузки и диапазон собственного регулирования двигателя в пределах устойчивых режимов работы; $k_{\text{п.т}}$ и $R_{\text{т}}$ – то же, для средств искусственной приспособляемости, входящих в силовой привод.

Коэффициенты $k_{\text{п.д}}$ и $R_{\text{д}}$ зависят от типа двигателя и вида используемой энергии (табл. 23.1). Если значения $k_{\text{п.д}}$ и $R_{\text{д}}$ недостаточны, то применяют средства искусственной приспособляемости, т.е. между двигателями и исполнительным механизмом включают промежуточные гидравлические или электромашинные передачи.

Относительная масса двигателя, или масса, приходящаяся на 1 кВт, влияет на мобильность буровой установки. Относительная масса для двигателей, применяемых в буровых установках, колеблется от 2 до 15 кг на 1 кВт. Практикой бурения установлено, что для тяжелых и мощных буровых установок наиболее подходят двигатели с относительной массой 6–12 кг на 1 кВт.

Экономическую эффективность силовых приводов буровых установок с двигателями разных типов определяют на основании данных эксплуатации или опыта промышленных испытаний установок; экономическая эф-

Таблица 23.1

Значения $k_{\text{п.д}}$ и $R_{\text{д}}$ для различных двигателей

Тип привода	$k_{\text{п.д}}$	$R_{\text{д}}$
ДВС тихоходный (500–750 мин ^{–1})	1,1–1,25	1,5–2
ДВС быстроходный (1200–1700 мин ^{–1})	1,1–1,2	1,3–1,8
Асинхронный электродвигатель	1,7–2,2	1,0–1,05
Синхронный электродвигатель	1,65	1,0
Газовая турбина двухвальная	2,5–3	2–3
Газовая турбина одновальная	1,8–2	1,5–2
Комбинированная газовая турбина с двигателем со свободно движущимися поршнями	3,5–5	4–6
Паровой двигатель буровых установок	1,5–3	2–3
ДВС быстроходный с турботрансформатором	1,5–3,5	2,5–3,5
ДВС с электромашинной передачей постоянного тока	1,6–2,2	2,5–4,0

фективность зависит от расхода топлива или энергии, смазочных материалов, их стоимости, коэффициента использования мощности первичных двигателей, затрат на уход и обслуживание, транспортирование, монтаж и демонтаж силовых приводов в буровой установке.

В силовых приводах широко используют асинхронные и синхронные электродвигатели трехфазного переменного тока. Преимущество этого вида привода по сравнению с ДВС в том, что обслуживание гораздо проще, и что при снабжении буровых электроэнергией отпадает необходимость в систематическом подвозе топлива, а это особенно затруднительно в районах с суровым климатом и при большой отдаленности буровых.

Недостатки этих двигателей — жесткость характеристики и необходимость применять средства искусственной приспособляемости. В районах, где нет электросетей большой мощности, применяют буровые установки с ДВС. В последнее время для бурения глубоких скважин шире используют приводы с электродвигателями постоянного тока, применяя системы выпрямителей и питание от сетей трехфазного тока.

Выбор мощности, типа и числа двигателей, способа передачи энергии и схемы компоновки всего силового привода зависит от характера изменения рабочих нагрузок. Использование мощности исполнительными механизмами в процессе проводки скважины, характеристики двигателей и средств искусственной приспособляемости при совместной работе с двигателями обусловлено способом и технологией бурения.

В процессе проводки скважины необходимая мощность, частота вращения и крутящие моменты изменяются на всех исполнительных механизмах в широких пределах. Потребляемая мощность и энергия зависят от глубины и диаметра скважины, способа бурения, типа буровой установки, режима работы, климатических условий и др. По мере углубления скважины возрастает расход энергии, затрачиваемой на каждый пробуренный метр скважины, в результате уменьшения скорости механического бурения, увеличения гидравлического сопротивления прокачиванию жидкости и увеличения веса буровой колонны и объема спускоподъемных операций.

Режимы работы двигателей непостоянны. Различают три режима работы силового привода: пиковых кратковременных нагрузок с использованием максимальной мощности двигателей (аварийные работы); повторно-кратковременных нагрузок в период спускоподъемных операций буровых колонн; длительный, который используют для привода ротора и насосов в процессе бурения.

Пригодность двигателя того или иного типа и необходимых средств искусственной приспособляемости для привода буровой установки определяется их характеристиками и технико-экономическими показателями. При выборе типа двигателей, способа передачи энергии к исполнительным органам и при разработке схемы компоновки всего силового привода следует подбирать сочетание характеристик и этих показателей так, чтобы возможно полнее удовлетворить требованиям бурения, монтажа и демонтажа оборудования. В зависимости от этих факторов выбирают схему и конструкцию всех передач, приводящих лебедку, насосы, ротор и другие агрегаты, чтобы обеспечить их наиболее эффективное использование. Для решения этой задачи должны быть известны характеристики основных исполнительных органов, двигателей и трансмиссий.

23.2. ВЫБОР ДВИГАТЕЛЕЙ СИЛОВЫХ ПРИВОДОВ

ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

В буровых установках применяют ДВС, эксплуатируемые на тяжелом топливе или газе. Двигатели, работающие на легком топливе (бензине или керосине), не применяют из-за их неэкономичности.

Соответствие ДВС заданным условиям работы определяется его внешней характеристикой и конструкцией. *Внешней*, или механической, *характеристикой* ДВС называют изменение мощности, крутящего момента и расхода топлива в зависимости от частоты вращения коленчатого вала.

ДВС могут работать при изменении массового соотношения количеств воздуха и топлива в сравнительно небольшом диапазоне — от 15:1 («бедная» смесь) до 11:1 («богатая» смесь); этим и объясняется, что крутящий момент, развиваемый этими двигателями, почти постоянен. Работу ДВС регулируют изменением подачи топлива. Если подача топлива ограничена и применяется «бедная» смесь, то частота вращения уменьшается и двигатель не развивает полной мощности; такую характеристику называют *частичной*.

Приемистость и приспособляемость ДВС определяются конструкцией системы подвода топлива и воздуха, а также моментом инерции вращающихся частей шатунно-поршневой группы. Эту группу быстроходных двигателей облегчают, благодаря чему рассматриваемые двигатели имеют большую приемистость, чем тихоходные. С увеличением коэффициента собственной приспособляемости двигателя возрастает устойчивость его работы при переменных режимах нагрузки, что особенно важно для двигателей, приводящих в движение буровые лебедки.

Обычно в заводской характеристике ДВС указывают его номинальную мощность. *Номинальной мощностью* ДВС называют мощность нового двигателя, полученную во время заводских стендовых испытаний при определенной (номинальной) частоте вращения n_n (точка *B* на рис. 23.1); при этом двигатель развивает номинальный момент (точка *B'*) при номинальном расходе топлива (точка *B''*) и нормальных окружающих условиях (атмосферное давление 760 мм рт. ст., температура воздуха +20 °С, влажность 70 %).

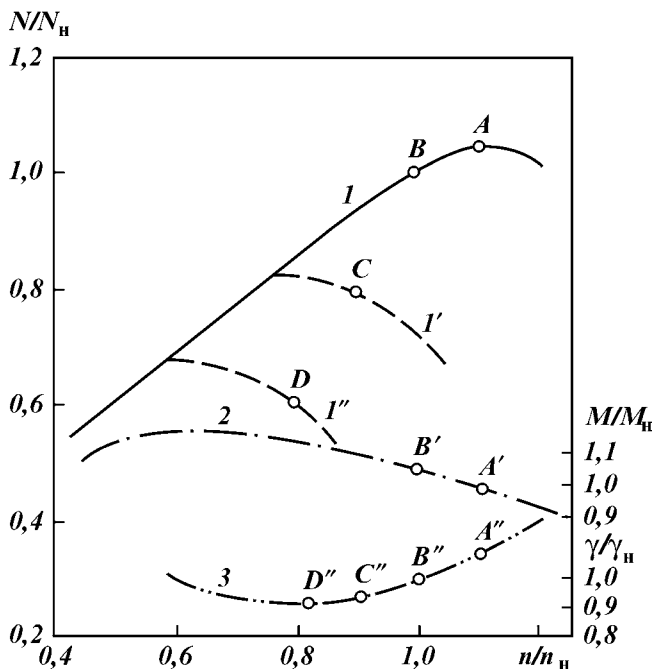
Согласно нормам для подъемной части буровых установок следует использовать режим работы ДВС при котором он развивает 80 % номинальной мощности (точка *C*) при меньшем расходе топлива (точка *C''*).

При длительных режимах работы ДВС на приводе насосов и ротора рекомендуют использовать только 60 % номинальной мощности (точка *D*), что достигается уменьшением подачи топлива, обеспечивающим наиболее экономичный режим работы (точка *D'*). При форсировании ДВС может развить и большую мощность (точка *A*). Однако этот режим связан с повышенным расходом топлива (точка *A''*) и снижением момента (точка *A'*) вследствие увеличения внутренних потерь в двигателе. При таком режиме срок службы ДВС резко уменьшается и использование его неэкономично. Недостатком ДВС является то, что их нельзя запускать под нагрузкой — необходимо устанавливать в трансмиссиях муфты, позволяющие включать их на ходу; кроме того, мощность двигателя зависит от давления, температуры и влажности окружающего воздуха.

Тепловая энергия, потребляемая ДВС на буровых, составляет 40 —

Рис. 23.1. Внешние характеристики ДВС:

1 – мощность; 1', 1'' – мощность при работе на частных характеристиках; 2 – крутящий момент; 3 – удельный расход топлива (N/N_n , M/M_n , n/n_n , γ/γ_n – соответственно относительные мощность, крутящий момент, частота вращения и расход топлива)



60 МДж/ч при КПД, равном 0,25–0,35 (в зависимости от конструкции и состояния двигателя), а часовой расход топлива составляет 250–350 г/(кВт·ч).

Наиболее широко распространены дизели с наддувом, однако не любой их тип можно использовать в буровой установке. ДВС должен быть приспособлен к работе на переменных режимах и длительной работе на холостом ходу.

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

Под *внешней*, или *механической*, *характеристикой* электродвигателя подразумевают зависимость крутящего момента от частоты вращения, напряжения, частоты тока и магнитного потока в якоре.

В каталогах указывают номинальные пусковые и рабочие характеристики, т.е. мощность, крутящий момент, скольжение и КПД двигателя при номинальных напряжениях и частоте переменного тока на клеммах двигателя и температуре окружающей среды 20 °С. Так как мощность двигателя определяется температурой нагрева его обмотки, то в зависимости от температуры окружающей среды и условий охлаждения электродвигатель может развивать мощность, отличающуюся от указанной в каталоге.

В буровых установках для привода главных и вспомогательных исполнительных механизмов применяют электродвигатели следующих типов:

асинхронные трехфазного переменного тока с короткозамкнутым или фазным ротором; синхронные трехфазного переменного тока; постоянного тока с разными схемами возбуждения.

Различают три типа внешних характеристик электродвигателей (рис. 23.2):

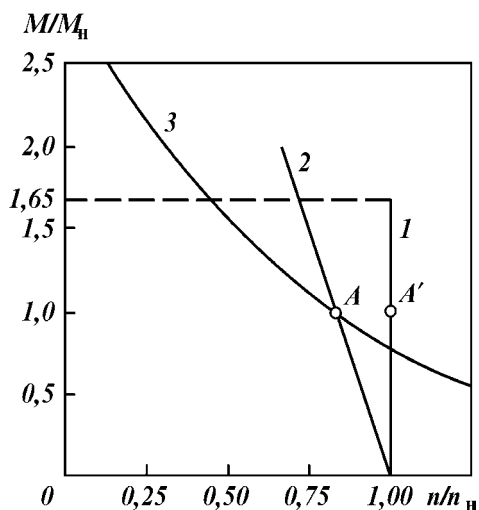


Рис. 23.2. Внешние характеристики электродвигателей:

1 — синхронного; 2 — асинхронного; 3 — постоянного тока (A, A' — номинальный момент)

абсолютно жесткая (линия 1) — частота вращения при изменении момента постоянна; такую характеристику имеют синхронные электродвигатели;

жесткая (кривая 2) — с увеличением момента частота вращения уменьшается незначительно; такой характеристикой обладают асинхронные двигатели переменного тока и двигатели постоянного тока параллельного и независимого возбуждения;

гибкая (кривая 3) — при небольшом изменении момента значительно изменяется частота вращения; такой характеристикой обладают двигатели постоянного тока последовательного возбуждения.

Частота вращения электродвигателя и развиваемый им момент могут изменяться автоматически без воздействия каких-либо внешних регуляторов; в этом случае автоматическим регулятором является противоэлектродвижущая сила самого двигателя.

Естественные характеристики электрических двигателей можно изменять с помощью регулирующих устройств, на которые воздействует оператор; такие характеристики называют *искусственными*.

При выборе двигателя для силового привода важно знать, как будут изменяться его основные параметры, т.е. крутящий момент M , частота вращения n и мощность N в зависимости от изменения напряжения и частоты тока в питающей сети.

В асинхронных электродвигателях переменного трехфазного тока параметры изменяются по следующим зависимостям.

Скольжение номинальное

$$S = (n_c - n_n) / n_c,$$

где $n_c = 60f / z$ — синхронная частота вращения, мин^{-1} ; f — частота тока (для промышленных сетей $f = 50$ Гц); z — число пар полюсов.

Крутящий момент M пропорционален квадрату питающего напряжения, поэтому рассматриваемый привод весьма чувствителен к колебаниям напряжения. Максимальный крутящий момент обратно пропорционален квадрату частоты тока сети.

Для силовых приводов буровых установок с питанием от общепромышленных сетей переменного тока при допуске колебаний напряжения от +5 до -10 % максимальный момент может уменьшаться до 0,8 номинального, указанного в каталогах. При пуске электродвигателей сила тока увеличивается, а напряжение в сети падает ниже допустимых пределов. В связи с этим асинхронные двигатели должны обладать высокой перегрузочной способностью даже в период падения напряжений и возрас-

Рис. 23.3. Внешние характеристики асинхронных двигателей переменного трехфазного тока:

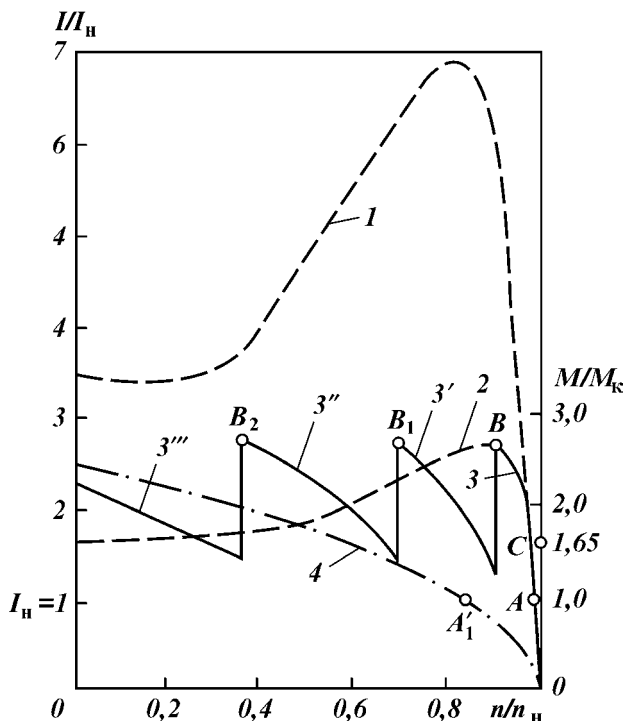
I , 2 — сила тока и крутящий момент асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором; 3 , $3'$, $3''$, $3'''$ — относительный момент асинхронного двигателя с фазным ротором; 4 — относительный момент асинхронного электродвигателя с повышенным скольжением (I/I_n — относительная сила тока)

тания пусковых моментов даже в период падения напряжений и возрастания пусковых моментов сопротивления при относительно небольшой силе пускового тока, при этом они должны развивать необходимый вращающий момент.

На рис. 23.3. приведены внешние номинальные характеристики электродвигателей переменного трехфазного тока. Кривая 1 соответствует изменению силы потребляемого тока, кривая 2 — естественному изменению крутящего момента асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Пуск такого двигателя производят непосредственно при включении в сеть без промежуточных пусковых устройств. Такие электродвигатели можно применять для привода насосов; для привода лебедки и ротора их используют только с турботрансформаторами или электромагнитными муфтами скольжения и с коробками передач.

Электродвигатель с фазным ротором имеет контактные кольца, что позволяет при пуске вводить ступенчато в цепь ротора добавочные сопротивления, определяющие искусственные характеристики (кривые 3 , $3'$, $3''$, $3'''$). Введение добавочного активного сопротивления увеличивает полное сопротивление роторной цепи, благодаря чему снижаются пусковой момент и критическое скольжение. Максимальные моменты остаются неизменными (точки B , B_1 и B_2). Активное сопротивление в роторной цепи регулируют так, что переключение с одной реостатной характеристики на другую происходило при расчетных значениях моментов переключения. По окончании пуска сопротивление в цепи ротора уменьшают, и двигатель далее работает при параметрах, соответствующих двигателю с короткозамкнутым ротором (кривая 2).

При использовании индуктивного сопротивления в цепи ротора, несмотря на некоторое уменьшение максимального момента, получают лучшие результаты. Индуктивное сопротивление выполняет функцию автоматического регулятора силы тока ротора. В начале разгона двигателя, когда частота тока ротора близка к частоте сети, сопротивление дросселя велико и ограничивает силу пускового тока. По мере разгона частота тока в рото-



ре снижается, сопротивление дросселя уменьшается и сила тока в течение всего периода пуска остается примерно постоянной.

В электродвигателях с фазным ротором можно применять системы управления, в которых дроссель насыщения с внутренней обратной связью в сочетании с активными сопротивлениями симметрично включен в цепь ротора.

В процессе пуска индуктивное сопротивление изменяется под влиянием силы и частоты тока ротора, а при автоматическом управлении — еще и под действием силы результирующего тока управления. Активные сопротивления в процессе пуска не изменяются. Кривая 4 изменения момента такого двигателя с повышенным скольжением показана на рис. 23.3; точка А характеризует номинальный крутящий момент M_n двигателя с короткозамкнутым ротором, а точка А₁ — двигателя с повышенным скольжением. В двигателях с повышенным скольжением ротор короткозамкнутый, что упрощает пусковую аппаратуру; однако КПД такого двигателя значительно ниже, чем некороткозамкнутого.

Синхронный электродвигатель отличается от асинхронного тем, что он снабжен генератором постоянного тока, служащим для намагничивания ротора; благодаря этому ротор вращается синхронно с частотой вращения, пропорциональной частоте тока и обратно пропорциональной числу пар полюсов. Частоту вращения можно регулировать только изменением частоты питающего напряжения; момент, развиваемый двигателем, пропорционален первой степени напряжения; перегрузочную способность двигателя можно повысить увеличением возбуждения. В двигателях стационарного исполнения $M_{\max} = 1,65 M_n$ (точка С на рис. 23.3).

Ротор синхронного двигателя снабжен также короткозамкнутой обмоткой, и его пусковые характеристики определяются пусковой характеристикой этой обмотки ротора, которая придает синхронному двигателю в режиме пуска свойства асинхронного короткозамкнутого двигателя. Эксплуатационные преимущества синхронного двигателя определяются его способностью отдавать в сеть реактивную мощность, необходимую для повышения $\cos \varphi$. Однако абсолютно жесткая механическая характеристика двигателя и невозможность пуска под нагрузкой ограничивают его использование. К недостаткам асинхронных двигателей следует отнести также большую силу пускового тока, однако при достаточно мощных промышленных сетях и подстанциях осуществляют прямой пуск этих двигателей. Пусковые характеристики синхронных и асинхронных двигателей аналогичны.

Электродвигатели постоянного тока следует применять в буровых установках для бурения скважин большой глубины, когда к приводу предъявляют требования глубокого и плавного регулирования частоты вращения, точной остановки, повышенной плавности разгона и торможения и других режимов со сложным изменением механической характеристики.

В буровых установках электродвигатели постоянного тока применяют с автономным приводом в сочетании с генераторами постоянного тока, вращаемыми ДВС (электромашинная передача постоянного тока) либо двигатели постоянного тока получают питание через выпрямители от сетей переменного тока.

Частоту вращения двигателей постоянного тока регулируют изменением напряжения в якоре или силы тока возбуждения двигателя. Поскольку для изменения напряжения на зажимах якоря в электромашинной передаче необходимо изменять силу тока возбуждения генератора, управление

двигателями постоянного тока осуществляют в цепях возбуждения, т.е. в цепях сравнительно малой мощности.

Характеристики двигателей постоянного тока зависят от способа возбуждения. Различают три основных способа возбуждения двигателей постоянного тока: параллельное, последовательное и комбинированное (смешанное).

На рис. 23.4 приведены внешние характеристики при разных способах возбуждения. При параллельном возбуждении (кривая 1) с изменением нагрузки магнитный поток не изменяется, поэтому пределы регулирования и характеристика определяются сопротивлением цепи якоря. При последовательном (сериесном) возбуждении (кривая 2) магнитный поток зависит от силы тока нагрузки; в этом случае механическая характеристика зависит от магнитного потока и сопротивления в цепи якоря. При смешанном возбуждении (кривая 3) суммарный магнитный поток, действующий в электродвигателе, определяется двумя составляющими: постоянной, создаваемой обмоткой параллельного возбуждения, и переменной, создаваемой обмоткой последовательного возбуждения.

В буровых установках применяют электродвигатели с последовательным или смешанным возбуждением, которые должны отвечать следующим требованиям: частота вращения для привода всех агрегатов 400–1200 мин⁻¹; диапазон регулирования лебедки и ротора 2–3, для привода насосов 1,5–2. Мощность одного двигателя для лебедки и насосов 300–1000 кВт, для ротора 250–700 кВт.

ГАЗОТУРБИННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Газотурбинные двигатели (ГТУ) обладают хорошей приемистостью, большой надежностью и высокой естественной приспособляемостью. Газотурбинные двигатели бывают двухвальные, одновальные и комбинированные.

В двухвальном газотурбинном двигателе турбина высокого давления приводит во вращение центробежный компрессор; в силовую турбину низкого давления, находящуюся на отдельном валу, поступает газ из турбины высокого давления. Независимость питания газом этих турбин позволяет изменять характеристику двигателя в широких пределах.

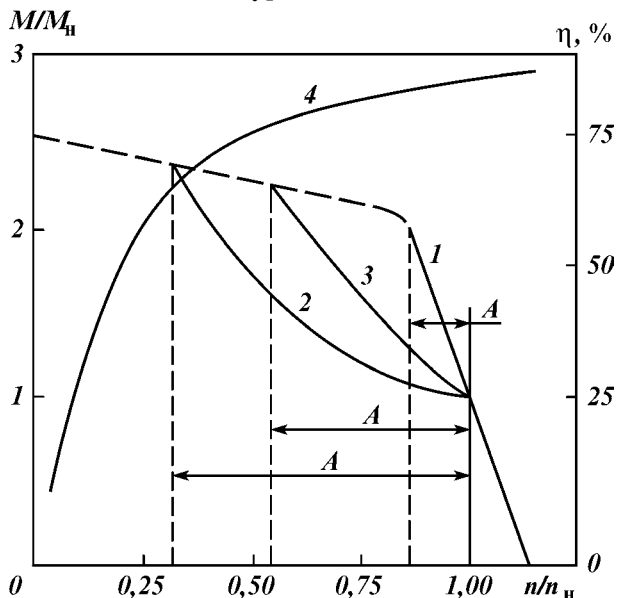


Рис. 23.4. Внешние характеристики электродвигателей постоянного тока с разными способами возбуждения:

1 — параллельным; 2 — последовательным; 3 — смешанным; 4 — КПД двигателя с последовательным возбуждением (η — КПД; A — рабочий диапазон)

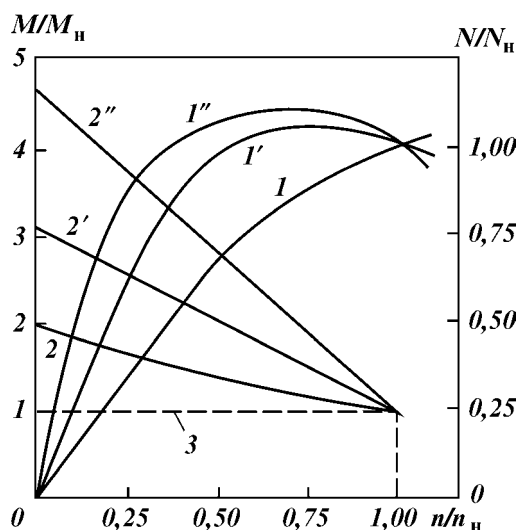
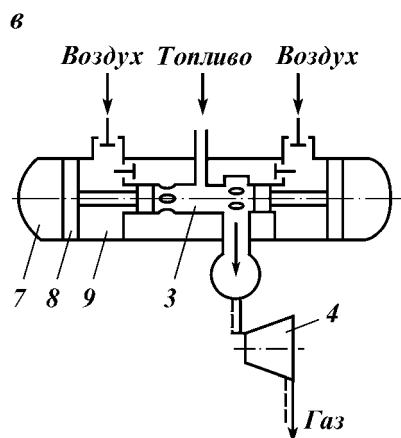
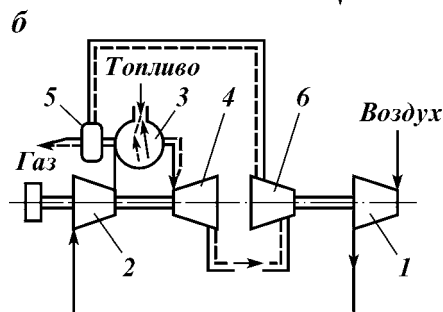
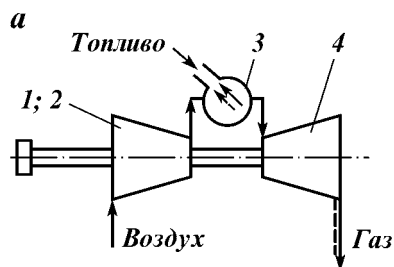


Рис. 23.5. Схемы газотурбинных установок (ГТУ):

а – одновальная; *б* – двухвальная; *в* – с генератором и свободно движущимися поршнями; 1, 2 – компрессоры низкого и высокого давления; 3 – камера сгорания; 4, 6 – трубы низкого и высокого давления; 7 – воздушная камера; 8 – поршень; 9 – камера сжатия

Рис. 23.6. Внешние характеристики (мощность и крутящий момент) ГТУ:

1, 2 – одновальной; 1', 2' – двухвальной; 1'', 2'' – комбинированной; 3 – номинальный крутящий момент

В *одновальных* газовых турбинах компрессор и турбину располагают на одном валу. При увеличении внешней нагрузки снижаются частота вращения и количество газа, питающего турбину, в результате уменьшаются мощность и крутящий момент.

Комбинированный газотурбинный двигатель состоит из генератора газа со свободно движущимися поршнями и одновальной газовой турбины. Генератор газа имеет поршневой компрессор, поршни которого непосред-

ственно соединены с поршнями двухтактного дизеля. Сжимаемый в поршневом компрессоре воздух через всасывающие окна подается в цилиндр дизеля, куда подводится топливо. Отработанные газы дизеля при большом давлении подаются через продувочные окна в газовую турбину, передающую мощность на исполнительный механизм.

На рис. 23.5 приведены схемы ГТУ, а на рис. 23.6 — их характеристики. Двухвальная ГТУ обладает большим коэффициентом естественной приспособляемости, чем одновальная, и имеет большую приемистость. Одновальные ГТУ обладают меньшим диапазоном естественного регулирования. Наибольший диапазон регулирования и высокий коэффициент естественной приспособляемости имеют комбинированные газотурбинные двигатели со свободно движущимися поршнями генератора газа, так как в них питание газом турбины не зависит от ее частоты вращения.

Приемистость газотурбинных двигателей зависит от схемы, конструктивного исполнения и программы регулирования подачи топлива.

Теоретически время переходных процессов можно определить с помощью уравнений термодинамики. Практически для двигателей без регенератора время перехода от холостого хода к полной нагрузке составляет несколько секунд, что вполне приемлемо для двигателя силового привода буровой установки.

Недостаток ГТУ — их низкий КПД. Одно- и двухвальные ГТУ характеризуются эффективным КПД, имеющим более низкое значение (0,12 — 0,27), чем КПД двигателей внутреннего сгорания (0,36 — 0,38). Комбинированные ГТУ имеют более высокий КПД, чем одно- и двухвальные, и близкий к КПД дизелей (0,35 — 0,38). На холостом ходу и при незначительных нагрузках КПД одно- и двухвальных установок очень низкий, что служит препятствием для широкого применения их в буровых установках.

23.3. СРЕДСТВА ИСКУССТВЕННОЙ ПРИСПОСОБЛЯЕМОСТИ ДЛЯ ПРИВодОВ

Естественные характеристики двигателей в большинстве случаев не могут обеспечить пусковую характеристику и диапазон регулирования, требуемые исполнительными механизмами буровой установки. Поэтому используют искусственные средства сближения требуемых характеристик с фактически имеющимися.

Крутящий момент и диапазон регулирования частот вращения лебедки и ротора в буровой установке можно изменять в пределах от 1 — 4 до 1 — 10. Ни один из рассмотренных двигателей не обладает такой характеристикой собственной приспособляемости, поэтому в трансмиссиях буровых установок применяют различные устройства искусственной приспособляемости, позволяющие трансформировать крутящий момент и частоту вращения.

Трансмиссии буровых установок можно подразделить на механические нерегулируемые или со ступенчатым регулированием частот вращения и моментов с помощью коробки передач; гидромеханические со ступенчатым или бесступенчатым регулированием частот вращения и моментов с помощью гидropередач и коробок передач; электромеханические со ступенчатым или бесступенчатым регулированием частот вращения и моментов с помощью электродинамических муфт или электромашинной передачи с коробками передач; электрические с бесступенчатым регулированием частот вращения и моментов во всем требуемом диапазоне.

ОБЩИЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ТРАНСМИССИЙ

Обозначим индексом 1 вал двигателя, а индексом 2 — ведомый (вторичный) вал трансмиссии. Тогда для любой трансмиссии можно записать следующее.

Коэффициент полезного действия трансмиссии

$$\eta = M_1 n_2 / (M_1 n_1), \quad (23.1)$$

где M_1 , M_2 — крутящий момент на ведущем и ведомом валах; n_1 , n_2 — частота вращения этих валов.

Отношение $u_{21} = n_2/n_1$ называется *передаточным отношением* трансмиссии, а отношение моментов $k = M_2/M_1$ — *коэффициентом трансформации* крутящего момента.

Следовательно, всегда КПД $\eta = k u_{21}$.

В любой трансмиссии приложены три крутящих момента: момент двигателя M_1 , рабочий момент M_2 и опорный момент M_3 . Из условия равновесия трансмиссии алгебраическая сумма трех крутящих моментов равна нулю:

$$M_1 + M_2 + M_3 = 0. \quad (23.2)$$

Трансмиссии без внешней опоры ($M_3 = 0$) называют *муфтами*. Независимо от принципов их действия для них $M_1 = M_2$, $k = 1$, $\eta = u_{21}$.

Для трансмиссий, понижающих частоту вращения (редукторов) $k > 1$, т.е. $M_2 > M_1$, опорный момент M_3 положителен (совпадает по направлению с M_1). При $k = 1$ и $M_2 = M_1$ трансмиссия трансформирует частоту и момент, т.е. превращается в муфту ($u_{21} = \eta$).

Для ускоряющих трансмиссий (мультипликаторов) $k < 1$, $u_{21} > 1$, $M_2 > M_1$, опорный момент отрицателен.

Для трансмиссии — трансформатора, предназначенного для преобразования момента, внешняя опора обязательна.

Трансмиссия является промежуточным звеном между двигателями и исполнительным механизмом и предназначена для приспособления характеристики двигателя к характеристике, требуемой этим органом. При этом следует различать характер изменения нагрузки и частот вращения на исполнительном органе в период длительной работы и периоды пусков и остановок, т.е. режим переменного-кратковременных нагрузок. В зависимости от свойств двигателя соответствующим образом komponуют и трансмиссию.

В буровой установке исполнительные органы работают в разных режимах, как длительных, так и пусковых. Например, для ротора и насосов, пускаемых сравнительно редко, разгонные характеристики не играют большой роли, как для лебедок, работающих при спускоподъемных операциях в очень напряженном режиме повторно-кратковременных нагрузок. Длительно действующие нагрузки в этих исполнительных органах изменяются в процессе работы неодинаково, поэтому для обеспечения наибольшей эффективности процесса каждого исполнительного органа трансмиссия по возможности должна полнее удовлетворять этим требованиям, и необходимо рассматривать как пусковые и тормозные свойства, так и свойства их при длительно действующих режимах.

МЕХАНИЧЕСКИЕ ТРАНСМИССИИ

Механическими называют трансмиссии, передающие движение и энергию от двигателей к исполнительным органам буровой установки и состоящие из валов, различных передач (зубчатых, гибкой связью, муфт и т.д.), не регулирующие автоматически ни момента, ни частот вращения при изменении нагрузки на исполнительном органе установки.

Кинематическую настройку трансмиссий выполняет только оператор. Механические трансмиссии могут обеспечить любой диапазон трансформирования и регулирования частот вращения и крутящих моментов.

Механические трансмиссии можно подразделить на простые и сложные. *Простые* трансмиссии не регулируют частоты и моменты, а осуществляют только их постоянное трансформирование (например, трансмиссия бурового насоса, схема которой дана на рис. 23.7, а). *Сложные* трансмиссии обеспечивают трансформацию и регулирование частот и моментов под воздействием оператора. В сложных механических трансмиссиях буровых установок частоты вращения и моменты регулируют только ступенчато при помощи коробок передач (например, трансмиссия привода буровой лебедки, схема которой показана на рис. 23.7, б). Характеристика силового привода на его конечном звене — выходном валу — зависит от сочетания его собственной характеристики с жесткой характеристикой трансмиссии.

Пусковые характеристики механической трансмиссии зависят только от свойств двигателя и муфт сцепления, используемых при кратковременных режимах пусков и остановок.

В отличие от транспортных машин коробки передач в буровых установках нельзя использовать для разгона, так как силы инерции поднимаемой бурильной колонны значительно меньше сил сопротивления, а время переключения коробки передач для изменения скоростей подъема крюка относительно велико.

Если двигатель обладает способностью осуществлять пуск трансмиссии под нагрузкой (паровые машины и электродвигатели постоянного и переменного тока с фазным ротором), то в трансмиссии для соединения валов можно применять жесткие муфты сцепления (зубчатые, кулачковые и др.), которые включают муфты до начала движения; разгон трансмиссии происходит под нагрузкой при включенной муфте. При этом двигатель преодолевает сопротивление от статического (рабочего) сопротивления, инерционных сил трансмиссии и собственных вращающихся частей, т.е. уравнение механического равновесия при переходных процессах имеет вид

$$M_{\Delta} - M_{\text{ст}} - M_{\text{и.}\Delta} - M_{\text{и.т}} = 0, \quad (23.3)$$

где M_{Δ} и $M_{\text{ст}}$ — вращающий момент двигателя и статического сопротивления; $M_{\text{и.}\Delta}$ и $M_{\text{и.т}}$ — моменты инерционных сил вращающихся частей двигателя и трансмиссии относительно осей вращения.

Инерционные моменты, Н·м,

$$M_{\text{и}i} = J_{0i} \frac{d^2 \varphi_i}{dt^2}, \quad (23.4)$$

здесь J_{0i} — момент инерции вращающихся частей двигателя и трансмиссии, приведенной к оси двигателя, Н·м·с²; φ_i — углы поворота валов, рад; t — время переходного процесса, с.

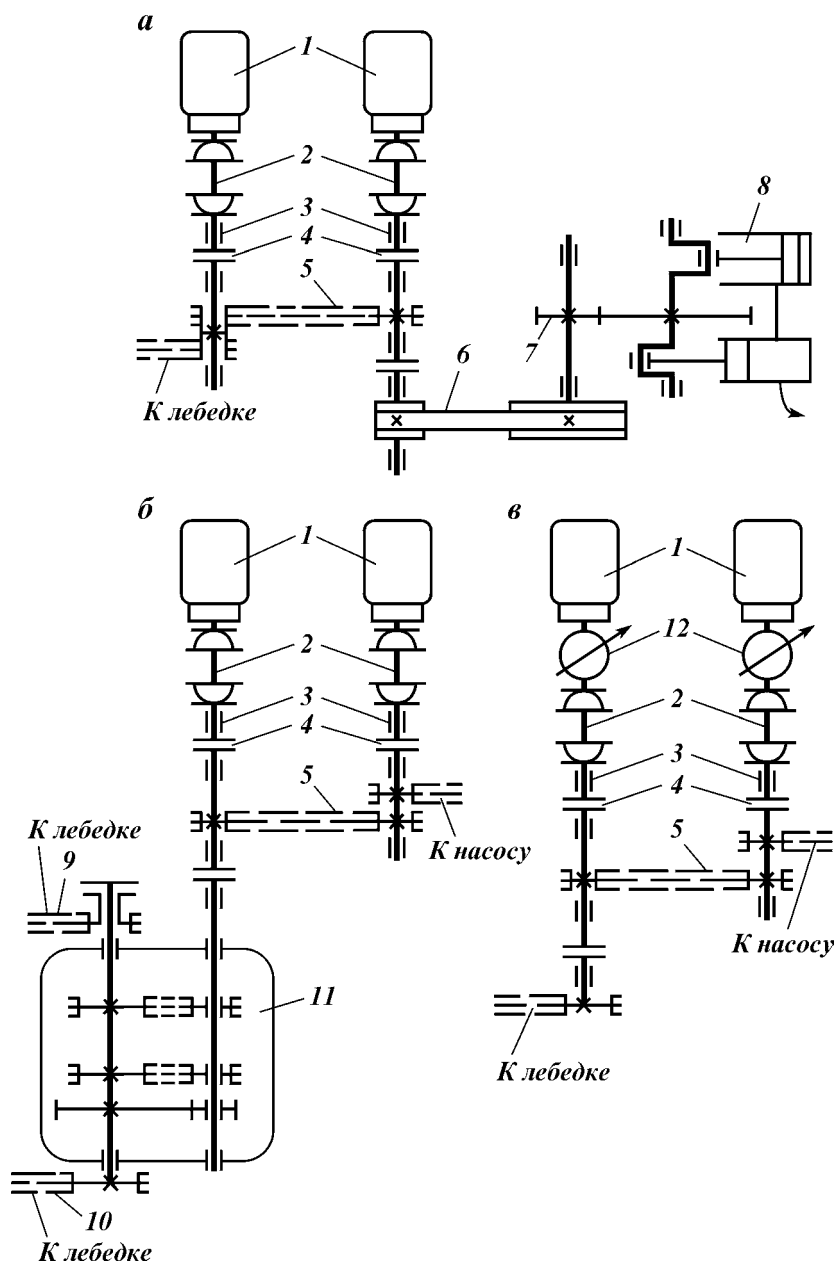


Рис. 23.7. Схемы трансмиссий силовых приводов:

a – нерегулируемой механической, блокирующей два двигателя привода насоса; *б* – регулируемой механической с коробкой передач привода лебедки и насосов; 1 – двигатель; 2 – карданный вал; 3 – опора; 4 – фрикционная муфта; 5 – блокирующая цепная передача; 6 – клиноременная передача привода насоса; 7 – зубчатая передача; 8 – насос; 9, 10 – «быстрая» и «тихая» цепные передачи привода лебедки; 11 – коробка передач; 12 – автоматическое регулирующее устройство

Так как моменты инерции разгоняемых масс двигателя весьма значительны, то потери энергии при пусках могут сильно возрастать. Рациональное распределение инерционных масс между валами двигателя и трансмиссии является важной задачей, особенно для подъемного механизма буровой установки, где пуски и остановки весьма часты.

Для уменьшения вращающихся моментов двигателя при пусках используют разные средства: изменяют пусковую характеристику двигателя или устанавливают между двигателем и трансмиссией фрикционные, электродинамические или гидравлические муфты. В механических трансмиссиях применяют только фрикционные муфты.

В процессе пуска электродвигателя с короткозамкнутым ротором, соединенным с трансмиссией жесткой муфтой, время разгона очень небольшое; при этом возникают большие инерционные моменты, что требует резкого увеличения вращающего момента двигателя и ведет к увеличению силы пускового тока в 4–5 раз и более. Для прямого пуска под нагрузкой короткозамкнутые двигатели больших мощностей в буровых установках не применяют.

При пуске трансмиссии от двигателя (асинхронного или синхронного) с постоянной частотой вращения через фрикционную муфту время разгона увеличивается, а требуемый при пуске вращающий момент двигателя меньше, чем в первом случае; возникающие инерционные моменты в трансмиссии могут частично или полностью преодолеваются за счет маховых моментов ротора двигателя, почти не увеличивая его вращающего момента. Однако при жесткой характеристике двигателя и больших вращающихся массах повышаются инерционные нагрузки на муфту, вследствие чего в ней увеличивается работа трения при скольжении во время включения. Для снижения влияния инерционных нагрузок на вращающий момент двигателя при его жестком соединении с трансмиссией применяют асинхронные двигатели с ротором, имеющим фазовую обмотку. В этом случае пуск происходит постепенно благодаря включению в обмотку ротора сопротивлений. При этом инерционные моменты ротора двигателя и трансмиссии, а также статический момент преодолеваются вращающим моментом самого двигателя; время разгона больше, чем в первых двух случаях.

Недостатком системы с фазным ротором является то, что двигатели требуют довольно сложной пусковой аппаратуры, причем улучшаются характеристики только процесса пуска. При рабочем режиме характеристика остается жесткой. При пуске трансмиссии от двигателя с гибкой характеристикой, например ДВС с фрикционной муфтой, угловая скорость двигателя может снижаться, а угловая скорость трансмиссии — плавно увеличиваться. В этот период происходит проскальзывание муфты сцепления. Разгон осуществляется частично за счет вращающего момента двигателя и сил инерции его вращающихся частей.

В определенный момент скольжение муфты прекращается, и дальнейший разгон происходит плавно благодаря увеличению топливной энергии, подводимой к двигателю по команде оператора; трансмиссия не подвергается большим динамическим нагрузкам.

Совместная работа двигателей с механической трансмиссией может обеспечить постоянную трансформацию частот вращения и крутящего момента либо при наличии коробки передач их ступенчатое изменение. На каждой из степеней частоту можно регулировать только за счет диапазона регулирования и коэффициента перегрузки самого двигателя.

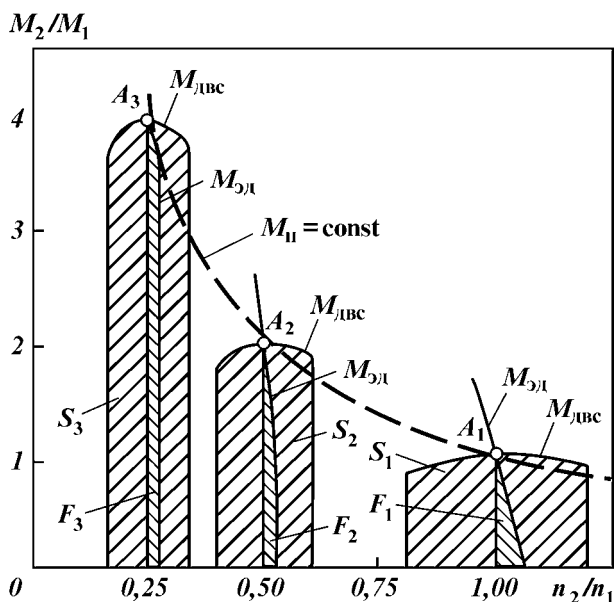


Рис. 23.8. График совместной работы механической трансмиссии с коробкой передач и двигателями разных типов (M_2/M_1 и n_2/n_1 — относительные крутящий момент и частота вращения)

На рис. 23.8 приведены график совместной работы трехступенчатой коробки передач с ДВС при диапазоне регулирования $R = 1,5$, а также кривые крутящего момента $M_{двс}$ и $M_{эд}$ — асинхронного электродвигателя, обладающего практически постоянной частотой вращения. Точки A_1 , A_2 и A_3 характеризуют номинальный момент на разных передачах коробки пере-

дач. Заштрихованные площади S_1 , S_2 и S_3 соответствуют диапазонам изменения нагрузок и частот вращения при ДВС, а площади F_1 , F_2 и F_3 — при асинхронном электродвигателе. Кривая $M_{п} = \text{const}$ — идеальная кривая при полном использовании мощности. Как видно на этом графике, ДВС обеспечивает некоторую гибкость силового привода, в то время как асинхронные электродвигатели такими свойствами не обладают, и располагаемая мощность не может полностью использоваться, например, в приводе лебедок, где при подъеме буровых колонн происходит последовательное уменьшение нагрузки на крюке по мере извлечения колонны из скважины и уменьшения числа поднимаемых свечей.

Полуавтоматической называют механическую трансмиссию, снабженную устройством для автоматического (т.е. без участия оператора) изменения в определенных пределах характеристики силового привода. Схема силового привода такого типа с двумя механически сблокированными двигателями приведена на рис. 23.7, в; между двигателями и фрикционной муфтой установлены устройства 12, автоматически преобразующие его характеристику.

В буровых установках применяют два типа полуавтоматических трансмиссий: 1) трансмиссии, изменяющие только пусковые и кратковременные характеристики; 2) трансмиссии, способные длительно преобразовывать характеристику и обеспечивать гибкость привода при высоком КПД.

В первом случае в трансмиссию между двигателями и передачей встраивают автоматически действующую гидравлическую или электродинамическую муфту. При пуске на малых частотах вращения двигателя эти муфты передают незначительный крутящий момент, обеспечивая при этом плавное включение и разгон трансмиссии. Такие муфты также защищают двигатели от перегрузок и внезапных остановок, так как при резком возрастании момента сопротивления на трансмиссии муфта не передает мо-

мента вращения, превышающего расчетный. Если на исполнительном механизме перегрузка действует длительно, то двигатели должны быть отключены с помощью фрикционных муфт 4 (см. рис. 23.7, в); в противном случае происходит перегрев муфты, так как вся энергия двигателей превращается в теплоту ($\eta = 0$), потому что их КПД обратно пропорционален скольжению.

Во втором случае для преобразования характеристик при длительно действующих режимах в качестве регулирующих устройств (см. рис. 23.7, в) применяют гидродинамические преобразователи момента, которые встраивают в трансмиссию между двигателем 1 и фрикционной муфтой 4, либо электромашинные передачи. Эти устройства обладают достаточно высоким КПД ($\eta = 0,7 \div 0,9$) при широком диапазоне регулирования.

ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ ТРАНСМИССИИ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ ПЕРЕДАЧАМИ

Совместная работа двигателя с турбомуфтой. Турбомуфта представляет собой агрегат, состоящий из центробежного насоса, колесо которого соединено с валом двигателя, и турбины, соединенной с вторичным (выходным) валом. Момент M_2 , развиваемый на вторичном валу, пропорционален квадрату угловой скорости ω_1 двигателя, поэтому можно считать, что характеристика турбомуфты состоит из двух периодов, соответствующих разгонному и рабочему режимам.

При рабочем режиме трансмиссии угловая скорость двигателя ω_2 и момент M_n достигают своих номинальных значений. При этом скольжение электродвигателей обычно составляет 2–4 % (при холостом ходе около 0,5 %). Турбомуфта не передает на вал момент, превышающий расчетный. Значение этого момента зависит также от наполнения муфты жидкостью: при снижении наполнения передаваемый муфтой момент при одинаковом скольжении уменьшается.

Существуют разнообразные конструкции турбомуфт, допускающих регулирование наполнения, однако в буровых установках эти конструкции широкого распространения не получили.

Совместная работа двигателя с турботрансформатором. Турботрансформатор представляет собой турбомашину, которая состоит из центробежного насоса, соединенного с первичным валом двигателя, и направляющего аппарата; последний изменяет направление потока жидкости, выходящего из насоса и турбины. Колесо турбины соединено с выходным (вторичным) валом турботрансформатора. Турботрансформатор является своеобразной коробкой передач с бесконечным числом передач и переменным КПД, так как потери в жидкости, циркулирующей в турботрансформаторе, возрастают с увеличением коэффициента трансформации частоты вращения. Как для любой турбомшины, мощность на ведущем валу турботрансформатора, кВт,

$$N_A = N_1 = \lambda_1 \rho n_A^3 D^5 \quad (23.5)$$

и момент, Н·м,

$$M_A = M_1 = \lambda_1 \rho n_A^2 D^5, \quad (23.6)$$

где λ_1 — постоянный коэффициент, характеризующий турботрансформа-

тор; ρ — плотность жидкости, кг/м^3 ; n_A — частота вращения первичного вала, мин^{-1} ; D — диаметр колеса центробежного насоса, м.

Мощность на вторичном (выходном) валу турботрансформатора, кВт,

$$N_T = N_i \eta_T, \quad (23.7)$$

здесь η_T — КПД турботрансформатора, который зависит от конструктивного исполнения и коэффициента трансформации u_{21} (передаточного отношения).

Крутящий момент на вторичном валу, Н·м,

$$M_T = \lambda_2 u_{21} M_1, \quad (23.8)$$

где λ_2 — постоянный коэффициент, зависящий от конструкции турботрансформатора.

Двигатель с турботрансформатором представляет собой приводной агрегат с характеристикой, отличающейся от характеристик как двигателя, так и турботрансформатора. Двигатель может обладать частотой вращения вала либо строго постоянной (например, электродвигатель синхронный), либо изменяющейся в некоторых пределах (например, ДВС). При правильном подборе двигателя и турботрансформатора характеристика агрегата более полно удовлетворяет требованиям исполнительных органов буровой установки.

Если $n_A = \text{const}$, то в общем случае при изменении частоты вращения n_T выходного вала крутящий момент на валу двигателя может несколько изменяться. Это свойство трансформатора называется прозрачностью. Степень прозрачности при $n_A = \text{const}$

$$P = M_A'' / M_A',$$

где M_A'' — момент на валу двигателя при $n_T = 0$; M_A' — момент на валу двигателя при коэффициенте трансформации $u_{21} = 1$, т.е. при $n_A = n_T$.

В буровых установках применяют турботрансформаторы со степенью прозрачности $P = 1,2 \div 1,7$.

Для расширения зоны регулирования при высоких КПД можно использовать комплексные турботрансформаторы, объединяющие в себе турботрансформатор и турбомуфту и имеющие два и более направляющих аппарата, или устанавливать после турботрансформатора коробки передач.

Совместная работа трансмиссии двигателя, турботрансформатора и коробки передач. Для исполнительных органов, требующих более широкого диапазона, чем это может обеспечить двигатель с турботрансформатором, в трансмиссии применяют коробку передач (например, в приводах буровых лебедок). В этом случае коробка передач увеличивает рабочий диапазон пропорционально числу передач при высоких значениях КПД.

Общий диапазон регулирования такой трансмиссии

$$R = R_A R_{\text{гт}} R_{\text{к.п}},$$

где R , $R_{\text{гт}}$ и $R_{\text{к.п}}$ — диапазон регулирования двигателя, турботрансформатора и коробки передач.

В таких трансмиссиях применение комплексных трансформаторов может быть излишним, так как работа на передачах I, II и III значительно увеличивает общий диапазон регулирования при высоких КПД.

ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОМАШИННЫЕ ПРИВОДЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Электромашинный привод постоянного тока представляет собой сложный агрегат, в котором работают совместно ДВС, электрогенератор и двигатель постоянного тока. В буровых установках трансмиссии с электромашинными передачами весьма разнообразны, и с их помощью могут быть получены различные характеристики.

Согласно схеме электромашинной передачи с комбинированным возбуждением и управлением, изображенной на рис. 23.9, а, ДВС 1 приводит во вращение генератор постоянного тока 2, который питает токком двигатель 10. Генератор 2 имеет последовательную 3 и параллельную 4 обмотки возбуждения и обмотку 6 для возбуждения напряжения в обмотке 7 двигателя 10, которое регулируется реостатом 8. Контактры 5 служат для отключения обмоток. Характеристики регулируются в определенных пределах автоматически при постоянной частоте вращения ДВС. При необходимости более глубокое регулирование осуществляют изменением количества топлива, подаваемого в ДВС пневматическим регулятором 9, и изменением возбуждения генератора реостатом 8. Подобное полуавтоматическое регулирование одновременным воздействием и на первичный и на вторичный двигатели позволяет получить характеристику с изменением параметров в более широком диапазоне.

На рис. 23.9, б приведена характеристика электродвигателя постоянного тока, получаемая при регулировании электрических параметров тока возбуждения (напряжения и силы) и частоты вращения первичного вала ДВС. Кривая 2 крутящего момента M_A не совпадает с идеальной кривой 1 при $N_A = \text{const}$, так как у двигателя постоянного тока, как видно на графике (кривая 3), мощность N_A переменная.

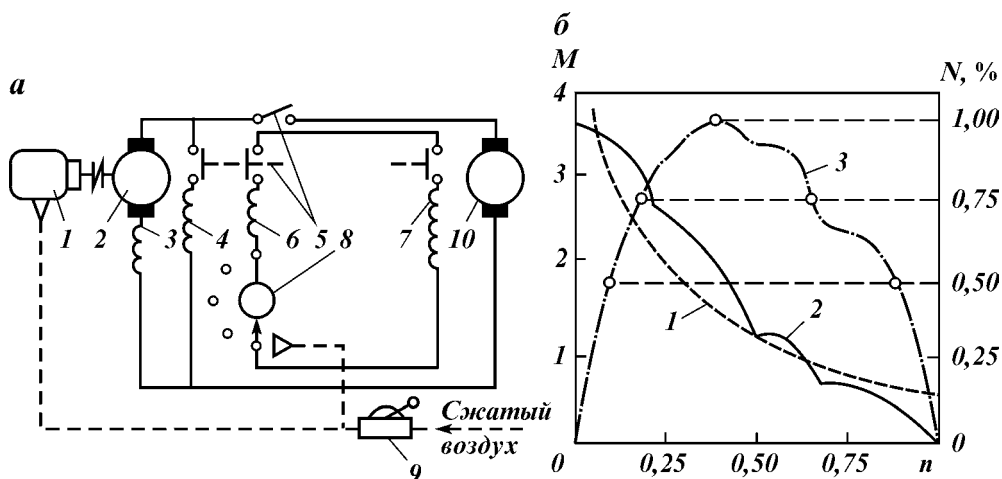


Рис. 23.9. Электромашинная трансмиссия постоянного тока:

а — схема с одновременным регулированием частот вращения ДВС и генератора, а также напряжения возбуждения электродвигателя; б — характеристика электродвигателя постоянного тока электромашинной трансмиссии (M , N и n — крутящий момент, мощность и частота вращения вала двигателя в относительных величинах)

При необходимости расширения диапазона регулирования в трансмиссиях применяют коробки передач; тогда кривые крутящего момента и мощности изменяют аналогично тому, как это происходит в трансмиссиях с турботрансформаторами.

Совместная параллельная работа двигателей. Для обеспечения надежности, увеличения маневренности и повышения коэффициента использования установленной мощности в буровых установках часто применяют групповые или двухдвигательные одиночные приводы.

Электродвигатели (не более четырех) блокируют параллельно или последовательно для передачи мощности на один вал в приводах лебедок или насосов. ДВС блокируют только параллельно (от двух до четырех) в общем приводе всех агрегатов (лебедка, насосы и ротор). Для группового привода необходимо, чтобы каждый двигатель отдавал свою полную мощность. Это условие должно выполняться в процессе работ при различных частотах вращения трансмиссии; однако это условие трудно выполнить, так как внешние характеристики двигателей и устройств, регулирующих их работу, всегда отличаются одна от другой.

Так как привод в процессе бурения работает с разными частотами вращения, то всегда при жестком блокировании суммарная мощность нескольких двигателей не равна сумме их номинальных мощностей.

В один привод не блокируют более четырех ДВС в связи с понижением суммарной мощности.

Если в трансмиссии применяют устройства, допускающие скольжение (электрические муфты, турбопередачи и др.), то частоты вращения каждого двигателя различаются, и суммарная мощность привода в этом случае $N_{\Sigma} = \eta \sum N_{\lambda i}$, где η — КПД устройства, допускающего скольжение.

В случае блокирования жесткой передачи нескольких асинхронных двигателей для передачи их мощности на общий вал происходит их неравномерная нагрузка при одинаковой частоте вращения. Блокирование жесткой передачи синхронных двигателей в буровых установках не применяют, так как один из двигателей всегда будет перегружаться.

Устойчивая работа двигателей трансмиссии обеспечивается в том случае, если на части кривой его характеристики момент двигателя M_{Δ} равен моменту сопротивления M_c . Параметры устойчивого режима располагаются в точке пересечения характеристик M_{Δ} и M_c .

23.4. МУФТЫ

Муфты предназначены для передачи вращения с одного вала на другой или с вала на свободно сидящую на нем деталь (например, цепную звездочку, зубчатое колесо). Муфты не изменяют значение и направление передаваемого вращающего момента. Ее выбирают по передаваемому вращающему моменту и диаметру соединяемых валов. В буровых машинах и механизмах используют муфты различных конструкций и видов, отвечающие определенным монтажным и эксплуатационным требованиям.

Муфты делят на механические, гидравлические и электромагнитные. *Механические* муфты по назначению подразделяют на постоянные и сцепные. *Постоянные* муфты не допускают разъединения валов в процессе работы машины. Для разъединения валов, соединенных постоянными муфтами, и требуется их разборка, которую производят при ремонте и демонта-

Рис. 23.10. Зубчатая муфта

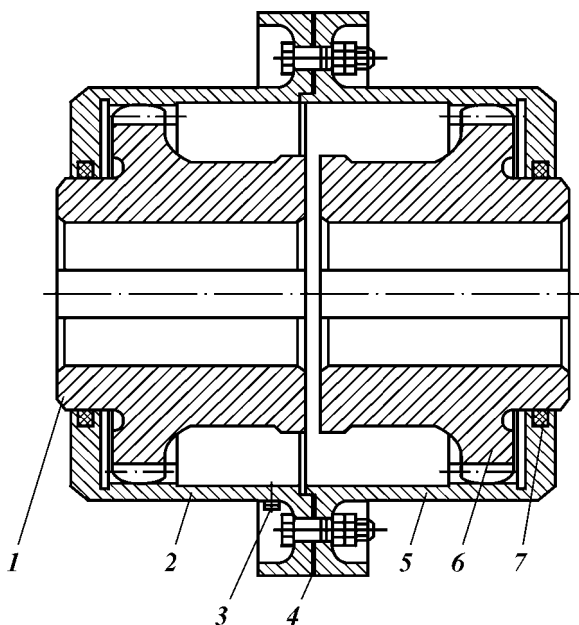
же. *Сцепные муфты* служат для соединения и разъединения валов на ходу или при кратковременных остановках.

Постоянные муфты. Для постоянного соединения валов применяют неподвижные (глухие) и подвижные муфты. Наиболее просты по конструкции глухие муфты: втулочные со штифтами и со шпонками, фланцевые (поперечно-свертные) и продольно-свертные. Глухие муфты можно использовать при строгой соосности валов. В буровых машинах

трудно обеспечить необходимую для установки глухих муфт соосность валов, поэтому в машинах и агрегатах бурового комплекса для постоянных соединений преимущественно используют подвижные муфты, допускающие взаимное смещение валов за счет подвижных элементов муфты. К подвижным муфтам относят жесткие компенсирующие, шарнирные и упругие. Все три типа применяют в буровых машинах.

Из *жестких компенсирующих муфт* наиболее распространены зубчатые, способные компенсировать незначительные осевые, радиальные и угловые смещения соединяемых валов. На рис. 23.10 показана зубчатая муфта, соединяющая тихоходный вал редуктора с трансмиссионным валом регулятора подачи долота. Муфта состоит из обойм 2 и 5 с внутренними зубьями, находящимися в зацеплении с наружными зубьями втулок 1 и 6. Для снижения потерь на трение и увеличения долговечности зубчатое зацепление работает в масляной ванне, герметизированной прокладкой 4 и войлочными кольцами 7. Отверстие для масла закрывают пробкой 3. Аналогичную муфту применяют во вспомогательных лебедках.

Шарнирные муфты служат для соединения валов, оси которых расположены под большим углом друг к другу, причем в процессе работы угол наклона может изменяться. Шарнирная муфта состоит из двух валов и шарнирно соединенной с ними крестовины. Недостаток шарнирной муфты — неравномерность вращения ведомого вала при равномерном вращении ведущего, если валы установлены несоосно. Для устранения этого недостатка применяют сдвоенные шарнирные муфты с промежуточным валом, образующие в этой комбинации карданную передачу, которую принято называть *карданным валом*. Карданные валы используют в приводе буровых установок для передачи вращающего момента от гидротрансформатора к суммирующему редуктору, буровым насосам и ротору в тех случаях, когда они располагаются на разных отметках по высоте. Для равномерного вращения ведомого звена необходимо обеспечить параллельность валов,



соединяемых карданным валом. В буровых машинах применяют шесть типов размеров карданных валов:

Номер вала	I	II	III	IV	V	VI
Тип вала (Л — легкий, Т — тяжелый)	Л	Т	Т	Т	Т	Т
Число шарниров	2	2	2	2	2	1
Максимальная частота вращения, мин ⁻¹	1600	1140	1140	1140	1140	750
Максимальный передаваемый вращающий момент, кН·м	3,7	14,0	14,0	14,0	5,1	14,0
Длина, мм	720	1055	890	1195	812	2225,5
Ширина, мм	230	300	300	300	300	300
Масса, кг	50	182	165	190	140	261,8

Устройство карданного вала показано на рис. 23.11.

Упругие подвижные муфты характеризуются наличием упругого элемента, в результате деформации которого происходит взаимное перемещение деталей муфты, необходимое для компенсации смещения осей соединяемых валов. Наряду с этим упругие муфты смягчают толчки и удары и служат средством защиты от резонансных крутильных колебаний, возникающих вследствие неравномерного вращения. Упругие муфты изготавливают с металлическими и неметаллическими, преимущественно резиновыми, упругими элементами. В буровых машинах и агрегатах применяют муфты с резиновыми упругими элементами благодаря сравнительной простоте конструкции, низкой стоимости, отсутствию особых требований по уходу, высоким компенсационным свойствам и хорошей демпфирующей способностью. При работе с электродвигателями важное значение приобретает электроизолирующая способность муфт с резиновыми упругими элементами.

Для соединения тяжело нагруженных валов буровых машин и агрегатов, а также для соединения вала электродвигателя с трансмиссионным валом бурового насоса и промежуточным валом лебедки используют упругие (эластичные) муфты, конструкция которых показана на рис. 23.12. Полумуфту 1 с конусной расточкой устанавливают на консоль вала и закрепляют гайкой 2, предохраняемой от самоотвинчивания специальной шайбой. Вторая полумуфта состоит из ступицы 8 и стакана 6, соединяющихся болтами 7. Ступица имеет цилиндрическую расточку и крепится на консоли вала шпонкой. В утолщенных ободах стакана 6 и диска ступицы 3 имеются отверстия для резиновых валиков 4, которые предохраняются от выпадения пружинным кольцом 5, установленным в кольцевом пазу обода стакана.

Упругая муфта, изображенная на рис. 23.13, служит для соединения коленчатого вала дизеля с валом редуктора. Диск 2 с зубчатым венцом 3 для запуска дизеля стартером устанавливается на шлицы вала дизеля и центрируется на нем бронзовыми конусами 1 и 7. Конусы затягиваются с помощью разрезной пробки 8, ввинченной в вал дизеля и надежно закрепленной конической пробкой 13, гайкой 11 и шайбой 12. Ведомый стакан 6 закреплен на коническом конце быстроходного вала 9 понижительного редуктора и застопорен гайкой 10. В ведущем и ведомом дисках установлены по девять пальцев 5 и 14, которые попарно соединены пластинами 4 из прорезиненной ткани.

Высокими эксплуатационными качествами обладают муфты, в которых в качестве упругого элемента использована резиновая звездочка.

Сцепные муфты используют для частых пусков и остановок, при необходимости изменения режима работы и реверсирования. Вращающий момент передается зацеплением (сцепные кулачковые и зубчатые муфты) либо силами трения (фрикционные сцепные муфты).

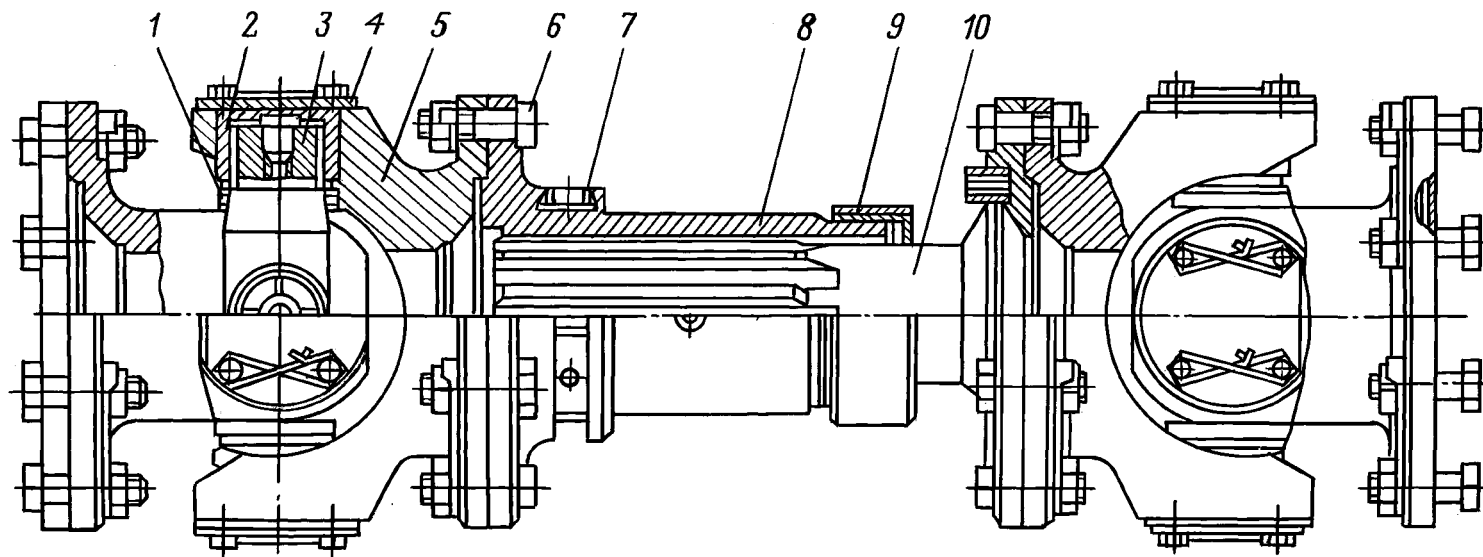


Рис. 23.11. Карданный вал III (тяжелый):

1 — уплотнение; 2 — обойма с игольчатыми подшипниками; 3 — крестовина; 4 — крышка; 5 — вилка; 6 — болт; 7 — баланси́р; 8 — шлицевая муфта; 9 — гайка; 10 — шлицевой вал

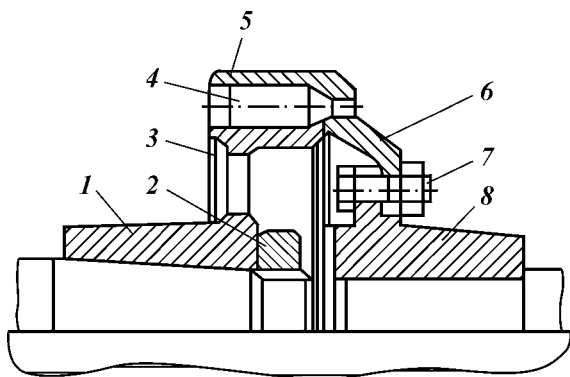
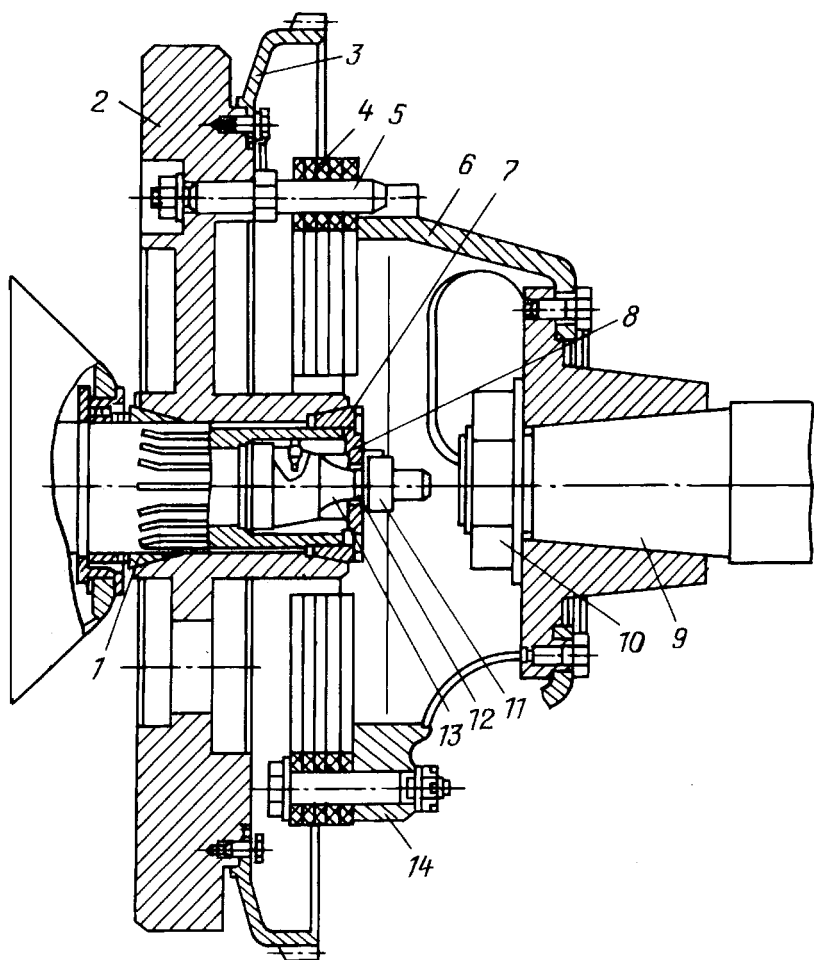


Рис. 23.12. Упругая (эластичная) муфта

Рис. 23.13. Упругая муфта дизеля



Сцепные кулачковые и зубчатые муфты состоят из двух полумуфт, одна из которых крепится на ведущем валу, а другая перемещается на шпонках или шлицах ведомого вала с помощью вилки и сухарей.

В тяжело нагруженных реверсируемых соединениях применяют кулачковые муфты с прямыми кулачками, число которых выбирают в зависимости от передаваемого вращающего момента. Подвижную муфту обычно располагают на ведомом валу, что позволяет уменьшить износ деталей управления муфтой. Для нереверсивных соединений используют муфты с тремя или шестью косыми кулачками. Кулачковые муфты очень чувствительны к перекосам и несоосности валов, и их применяют в основном для соединения свободно вращающихся цепных звездочек с валом в коробках перемены передач буровой лебедки и цепных редукторах. Реже, например для соединения регулятора подачи долота и гидродинамического тормоза с лебедкой, используют кулачковые муфты, у которых полумуфты располагаются на концах соединяемых валов.

Зубчатая сцепная муфта состоит из двух полумуфт, имеющих на цилиндрических поверхностях наружные и внутренние эвольвентные либо полукруглые зубья. Для облегчения включения торцы зубьев скругляют.

Кулачковые и зубчатые муфты по сравнению с фрикционными проще по конструкции и имеют значительно меньшие габариты и массу. Их основной недостаток — невозможность включения на быстром ходу. Во избежание повреждения кулачков и зубьев включение муфты на ходу допускается без нагрузки и при небольшой разности угловых скоростей. Для включения муфты в состоянии покоя обычно осуществляют холостое проворачивание ведущей полумуфты до совмещения выступов и впадины муфты. Возможность включения муфты без холостого проворота зависит от числа кулачков и их профиля. Материал для изготовления кулачковых и зубчатых муфт должен иметь высокую твердость, поэтому для них обычно используют стали с закалкой до твердости HRC 45–60. Муфты крупных размеров изготавливают из сталей марок 40X, 30XH, 35XГС и др.

Вращающий момент сцепных кулачковых и зубчатых муфт ограничивается контактным давлением. Для кулачковых муфт предельный вращающий момент, Н·м,

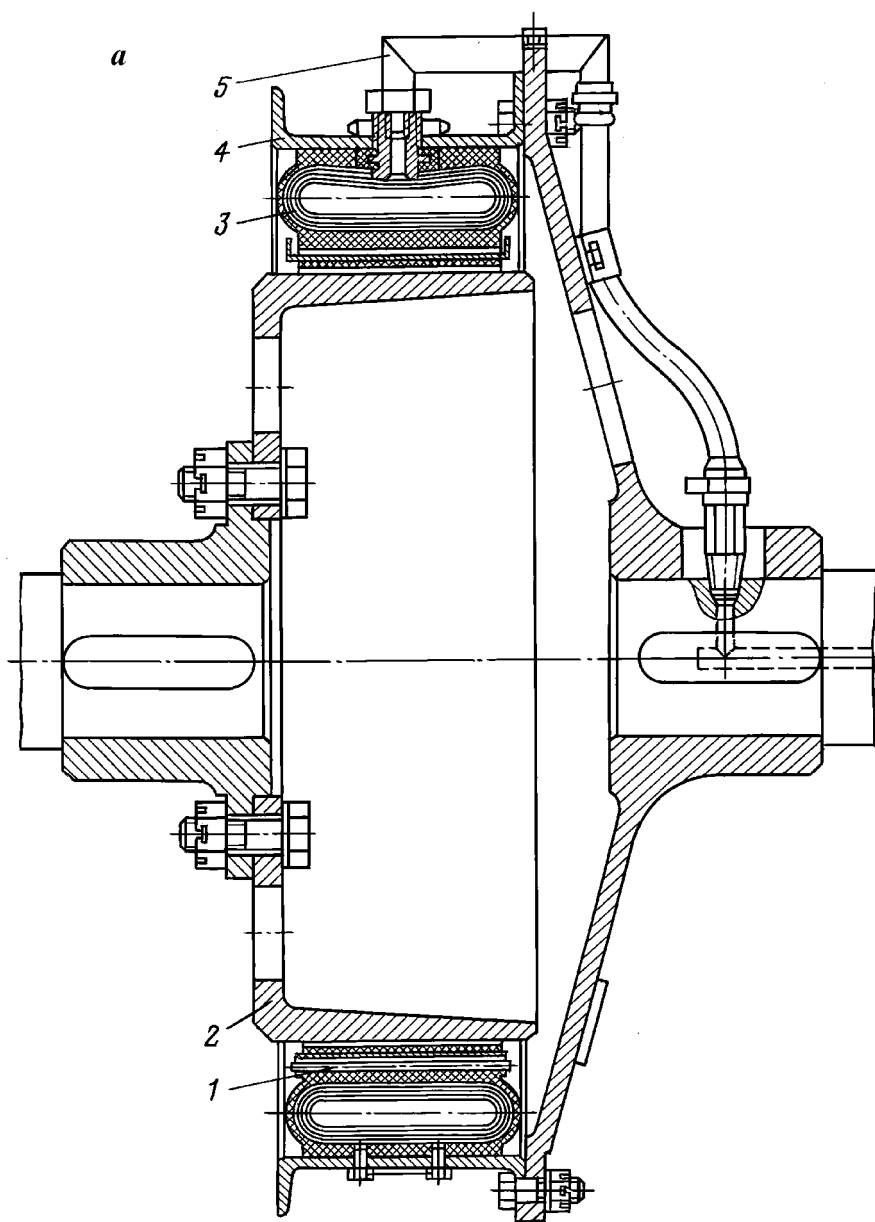
$$M_{\text{вр}} = 0,5d_0zF[p],$$

где d_0 — средний диаметр муфты по кулачкам, м; z — число кулачков; F — площадь проекции опорной поверхности кулачка на диаметральную плоскость, м²; $[p]$ — допускаемое контактное давление, Па.

Для стальных термически обработанных (цементация и закалка) кулачков контактное давление при включении муфты на ходу не должно превышать 70 МПа.

Фрикционные муфты используют в силовых передачах лебедки, насосов, ротора и других агрегатов бурового комплекса совместно с постоянными кулачковыми и зубчатыми. Они служат для дистанционного включения и отключения двигателей и основных агрегатов бурового комплекса, оперативного переключения скоростей лебедки при спускоподъемных операциях. Фрикционные муфты передают вращающий момент посредством сил трения между пластинами или дисками ведущей и ведомой полумуфт. В отличие от кулачковых и зубчатых фрикционные муфты позволяют осуществить плавное сцепление валов при любой частоте их вращения.

Особенность фрикционных муфт заключается в том, что они обладают ограниченным запасом сцепления. При чрезмерных нагрузках муфта проскальзывает и предохраняет узлы и детали машин от поломок. В зависимо-



сти от формы сцепляющихся элементов различают цилиндрические и дисковые фрикционные муфты. В силовых передачах буровых комплексов наиболее распространены цилиндрические фрикционные муфты, обладающие по сравнению с дисковыми существенными преимуществами — простотой конструкции, низкой стоимостью, удобством монтажа и ремонта в промысловых условиях, пониженной чувствительностью к несоосности соединяемых валов. По конструктивным признакам цилиндрические фрик-

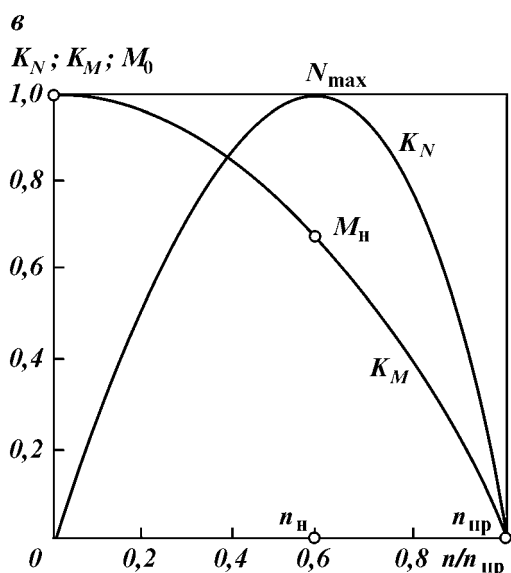
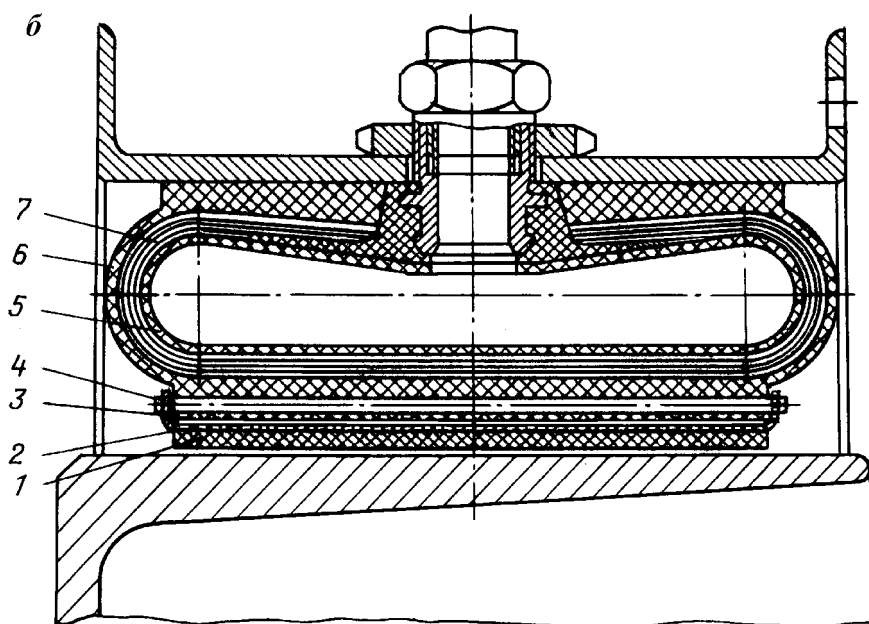


Рис. 23.14. Шинно-пневматическая муфта (а), баллон (б) и безразмерная характеристика (в)

ционные муфты подразделяют на шинно-пневматические, пневмокамерные и многокамерные.

Шинно-пневматическая муфта (рис. 23.14, а) состоит из концентрично расположенных обода 4 и шкива 2, между которыми помещают резино-кордный баллон 3 с фрикционными накладками. Сжатый воздух через нипель 5 поступает в баллон и прижимает накладки 1 к поверхности шкива. В рассматриваемой конструкции баллон прикреплен к стальному ободу и под давлением воздуха обжимает шкив. Такую муфту называют обжим-

ной. В разжимных муфтах баллон прикреплен к внутренней полумуфте, выполняющей роль обода. В этом случае фрикционные накладки располагаются на внешней поверхности баллона и прижимаются к наружной полумуфте, выполняющей роль шкива.

Центробежные силы, возникающие при вращении муфты, по-разному влияют на работу обжимных и разжимных муфт. В разжимной муфте центробежные силы прижимают накладки к шкиву, способствуя повышению момента сцепления с увеличением частоты вращения муфты. В обжимной муфте центробежные силы отжимают накладки от шкива и уменьшают момент сцепления муфты. При отключении обжимных муфт центробежные силы оказывают полезное действие, способствуя их быстрому расцеплению. В разжимных муфтах центробежные силы препятствуют разъединению валов, поэтому такие муфты применяют в тихоходных передачах при скоростях скольжения накладок относительно шкива муфты не более 5 м/с. В силовых передачах и других агрегатах бурового комплекса используют только обжимные шинно-пневматические муфты.

Схему, установки муфт выбирают с учетом возможности использования центробежной силы в качестве фактора, способствующего их быстрому отключению. Для этого полумуфту с баллоном необходимо устанавливать на ведущем валу. Иногда это невозможно вследствие сложности подвода воздуха в муфту. В этих случаях полумуфту с баллоном приходится устанавливать на ведомом валу.

Баллон (рис. 23.14, б) состоит из кольцевой резиновой камеры 5, наружного резинового протектора 6, между которыми находится обрешеченный кордный каркас 7. В баллоне имеются один или два ниппеля для подачи воздуха в камеру. Ниппели привулканизированы к баллону. Баллон прикрепляют к ободу горячей вулканизацией либо болтами.

Фрикционные накладки 1 приклеены к стальным колодкам 2, которые с помощью металлических валиков 4 прикреплены к протектору баллона. Для тепловой защиты баллона, нагреваемого в результате скольжения, между протектором и колодкой помещена паронитовая прокладка 3. Валики попарно шплинтуются стальной проволокой. Шкивы и обод муфты изготовляют из горячекатаной стали марки 60Г (ГОСТ 1050–74) либо из углеродистой стали марок 40, 50 и подвергают закалке (50–55 HRC) и шлифованию. Для удобства монтажа и ремонта шкив и обод имеют разъемные соединения со ступицами полумуфт. Накладки шинно-пневматических муфт изготовляют из ретинакса и других фрикционных материалов, обычно используемых для ленточных тормозов буровой лебедки.

Момент сцепления обжимной шинно-пневматической муфты

$$M = (P - P_{цб})\mu D/2, \quad (23.9)$$

где P – радиальное усилие, создаваемое давлением воздуха в баллоне; $P_{цб}$ – центробежная сила, отжимающая фрикционные накладки; μ – коэффициент трения; D – наружный диаметр шкива муфты (диаметр поверхности трения).

Радиальное усилие, создаваемое давлением воздуха в баллоне муфты

$$P = (p - p_0)F,$$

где P – давление в баллоне; p_0 – давление, необходимое для выбора зазора между накладками и шкивом муфты ($p_0 = 0,03 \div 0,05$ МПа); F – площадь поверхности кольцевой полости баллона, передающей давление на шкив.

Центробежная сила, отжимающая фрикционные накладки,

$$P_{цб} = mv^2/R \approx 0,005mDn^2,$$

где m — масса фрикционных накладок и других частей баллона, отжимаемых центробежными силами; v — окружная скорость центра тяжести отжимаемой части; $R = 0,5D$ — расстояние от оси вращения до центра тяжести отжимаемой части баллона; n — частота вращения муфты, мин^{-1} .

Подставляя значения P и $P_{цб}$ в формулу (23.9), получают

$$M = [(p - p_0) F - 0,005mDn^2]\mu D/2. \quad (23.10)$$

Из формулы (23.10) следует, что момент сцепления шинно-пневматической муфты достигает наибольшего значения при тормозном режиме ($n = 0$):

$$M_0 = (p - p_0) F \mu D/2.$$

С увеличением частоты вращения момент сцепления обжимных шинно-пневматических муфт снижается и достигает нуля при условии

$$(p - p_0) F - 0,005mDn^2 = 0.$$

Частоту вращения, при которой момент сцепления муфты равен нулю, называют предельной частотой вращения муфты:

$$n_{пр} = \sqrt{(p - p_0)F / (0,005mD)}.$$

Влияние частоты вращения на момент сцепления муфты учитывается коэффициентом момента

$$K_M = M_n / M_0,$$

где M_n — момент сцепления муфты при частоте вращения n .

На рис. 23.14, в приведена безразмерная характеристика шинно-пневматических муфт. Мощность, передаваемая муфтой, равна нулю при тормозном режиме ($n = 0$) и при вращении с предельной частотой ($n = n_{пр}$). Номинальные значения частоты вращения и момента сцепления муфт, соответствующие режиму наибольшей передаваемой мощности,

$$n_n \approx 0,6n_{пр}; \quad M_n \approx 0,65M_0.$$

Влияние частоты вращения муфты на передаваемую мощность учитывается коэффициентом мощности

$$K_N = N_n / N_{\max},$$

где N_n — мощность, передаваемая муфтой при частоте вращения n ; $N_{\max}$ — максимальная мощность, передаваемая муфтой при номинальной частоте вращения.

Кривые момента сцепления и мощности в соответствующем масштабе выражают изменение коэффициентов момента и мощности (см. рис. 23.14, в). Шинно-пневматические обжимные муфты следует выбирать так, чтобы наибольшая частота вращения под нагрузкой не превышала $0,7n_{пр}$. При дальнейшем увеличении частоты вращения резко снижаются моменты сцепления и мощности, вызывающие неустойчивость в работе муфты. Муфты выбирают исходя из следующих расчетных условий:

$$S = \frac{M_0 K_M}{M_{вр}} \geq [S], \text{ или } S = \frac{N_{\max} K_N}{N} \geq [S];$$

где S — запас сцепления; $M_{вр}$ — момент вращения от рабочей нагрузки; $[S]$ — допускаемый запас сцепления; N — мощность, передаваемая муфтой.

Допускаемый запас сцепления назначают в зависимости от режима работы исполнительнй машины, вида привода и инерционных нагрузок. При чрезмерном запасе сцепления возникают большие динамические нагрузки в процессе пуска машины. В случае недостаточного запаса сцепления наблюдается продолжительное проскальзывание, вызывающее нагрев и износ муфты. На основании накопленного опыта рекомендуются следующие значения допускаемых запасов сцепления:

Для тихоходных муфт ($n = 50 \div 700 \text{ мин}^{-1}$).....	1
Для быстроходных муфт ($n = 700 \div 1500 \text{ мин}^{-1}$).....	1,6

Необходимые для расчетов технические данные шинно-пневматических муфт приведены в табл. 23.2.

Вращающий момент от рабочей нагрузки рассчитывают по выходной мощности двигателя и наименьшей частоте вращения.

Пневмокамерные муфты отличаются от шинно-пневматических тем, что между баллоном и фрикционными накладками расположены пустотелые башмаки, обеспечивающие вентиляцию и более эффективную теплоизоляцию.

Радиальное смещение осей соединяемых валов вызывает скольжение фрикционных накладок по шкиву, поэтому пневмокамерные муфты наиболее целесообразно использовать для соединения валов с расположенными на них цепными звездочками.

В многокамерных муфтах (рис. 23.15) каждая накладка 2 снабжена отдельной пневматической камерой 1 с самостоятельным каналом 3 для ввода воздуха. Благодаря этому повышается надежность муфты, так как в случае выхода из строя одной и даже нескольких камер многокамерная муфта в отличие от шинно-пневматической и пневмокамерной сохраняет работоспособность.

Дисковая диафрагменная муфта (рис. 23.16) для соединения вала 4 с цепной звездочкой 3 состоит из ступицы 2, установленной на торце вала. На наружных шлицах ступицы установлены фрикционные диски 1. Ведо-

Таблица 23.2

Техническая характеристика шинно-пневматических муфт

Типоразмер муфты*	Максимальный момент сцепления** M_0 , кН·м	Предельная частота вращения $n_{пр}$, мин ⁻¹	Наибольшая частота включений в 1 ч	Объем камеры баллона, дм ³	Масса (без шкива), кг
МШ300×100	3	3100	65	1,7	20
МШ500×125	10	1800	40	7,5	40
МШ600×200	23	1600		15,0	65
МШ700×200	30	1400		23,0	95
МШ900×200	55	1000		35,0	115
МШ1070×200	80	670		46,0	145

* Буквы обозначают: М — муфта, Ш — шинно-пневматическая; первое число — диаметр шкива муфты, второе — ширина фрикционной накладки.

** При давлении в камере 0,7 МПа и коэффициенте трения 0,3.

Рис. 23.15. Многокамерная муфта

мая часть соединена болтами с цепной звездочкой и включает в себя корпус 5, на внутренних шлицах которого установлены опорный 6, промежуточный 7 и нажимной 8 диски. Между нажимным диском и крышкой 9 корпуса муфты размещен пустотелый диск 10 с диафрагмой 11.

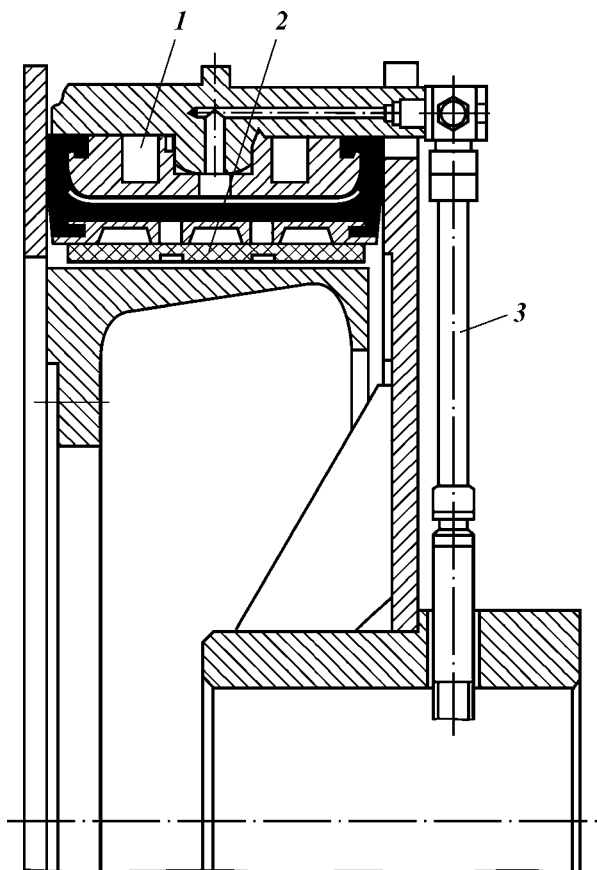
Под давлением воздуха, поступающего в камеру между диафрагмой и крышкой, пустотелый диск вместе с нажимным перемещается на длину суммарного зазора между трущими поверхностями. Для двухдисковой муфты зазор равен 8–14 мм в зависимости от степени износа фрикционных накладок. При дальнейшем увеличении давления происходит сцепление муфты и передача вращающего момента от вала к свободно сидящей на нем цепной звездочке. При выпуске воздуха из камеры пружины 8 муфты разжимаются и отводят диски в исходное положение. Нажимные устройства дисковых муфт могут быть пневмокамерного и поршневого типов.

Момент сцепления дисковой муфты не зависит от частоты вращения. При одинаковых габаритах дисковая муфта по сравнению с цилиндрической имеет значительно больший момент сцепления. Например, при давлении в камере 0,7 МПа шинно-пневматическая муфта МШ1070×200 при 500 мин⁻¹ имеет момент сцепления $M \approx 40$ кН·м, а двухдисковая муфта того же диаметра — $M = 100$ кН·м. Однако дисковые муфты не допускают угловых и особенно радиальных смещений, вызывающих быстрое изнашивание пар. Кроме того, дисковые муфты дороже в изготовлении и хуже охлаждаются. Указанные недостатки ограничивают их применение в буровых установках.

Момент сцепления дисковой муфты

$$M = \mu PRz, \quad (23.11)$$

где P — осевая нагрузка, создаваемая нажимным устройством, с учетом противодействия пружин; R — радиус равнодействующей сил трения; z — число пар трения, равное удвоенному числу дисков с фрикционными накладками.



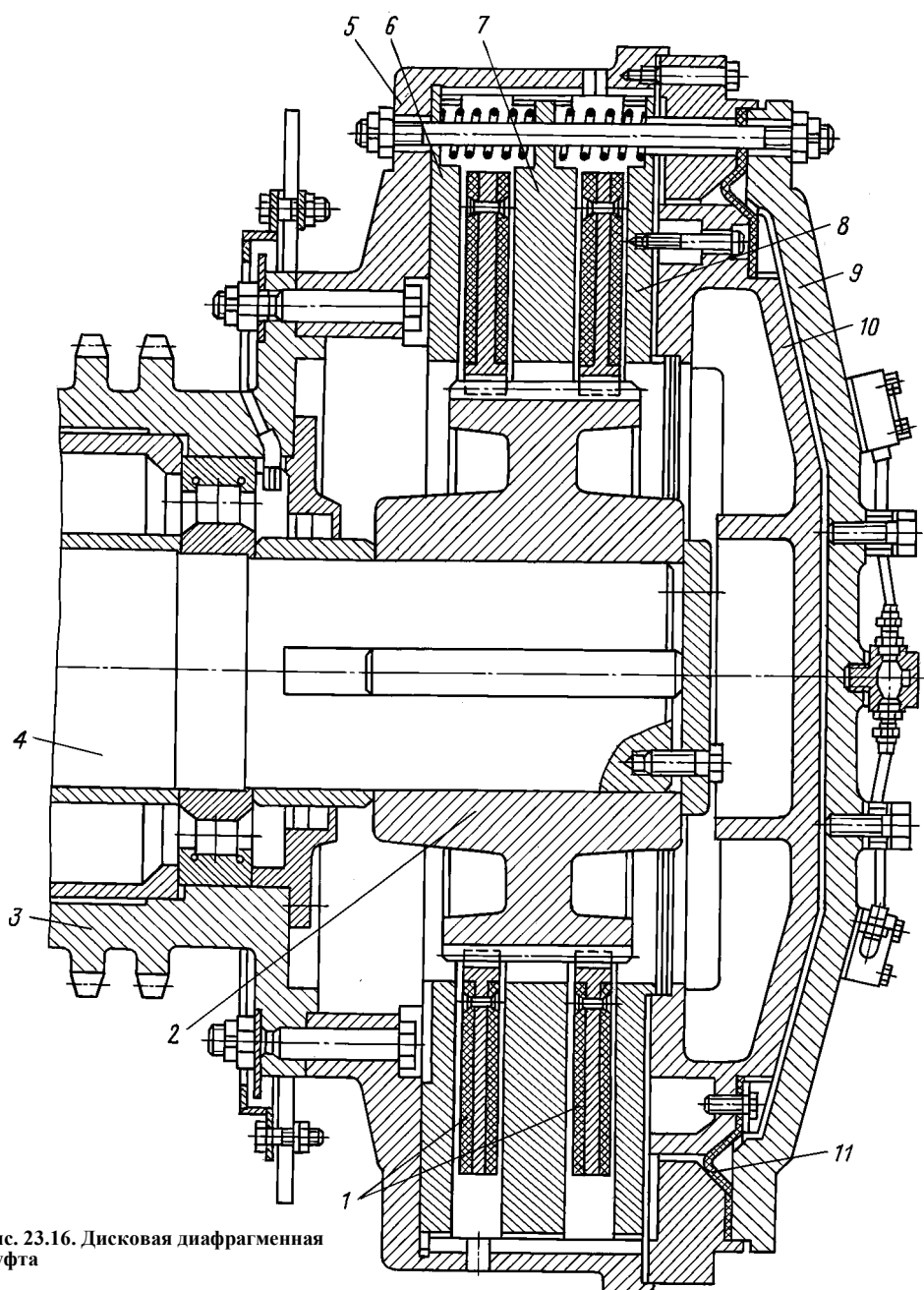


Рис. 23.16. Дисковая диафрагменная муфта

Радиус равнодействующей сил трения с точностью до 3 % можно определить по формуле

$$R = (D + d)/4,$$

где D и d — наружный и внутренний диаметры фрикционного диска.

Осевая нагрузка P зависит от давления в камере нажимного устройства, ее опорной площади и противодействия пружин:

$$P = (p - p_0)F - cz_{\text{пр}}(\Delta + \delta),$$

где p — давление в камере нажимного устройства; p_0 — давление, необходимое для перемещения нажимного диска, равного суммарному зазору между дисками; F — площадь опорной поверхности камеры; c — жесткость пружины; $z_{\text{пр}}$ — число пружин в муфте; Δ — предварительный натяг пружины; δ — суммарный зазор между дисками муфты.

Подставляя полученные значения в формулу (23.11), получают

$$M = [(p - p_0)F - cz_{\text{пр}}(\Delta + \delta)] / [0,25\mu z(D + d)].$$

Дисковые муфты выбирают согласно условию $M \geq M_{\text{вр}}[S]$, где M — момент сцепления муфты; $M_{\text{вр}}$ — вращающий момент от действующей нагрузки; $[S]$ — запас сцепления.

Электромагнитные муфты. Сцепление электромагнитных муфт осуществляется под действием сил магнитного притяжения, возникающих при включении постоянного тока в обмотку возбуждения муфты. В буровых установках применяют индукционные муфты скольжения, сцепляющиеся посредством магнитного поля, и ферропорошковые муфты, имеющие электромеханическую связь.

Электромагнитная муфта скольжения (ЭМС) состоит из концентрично расположенных якоря 1 и индуктора 2, на котором установлена обмотка возбуждения 3 (рис. 23.17, а). При включении постоянного тока в обмотку возбуждения возникает магнитный поток, который наводит в якоре переменную электродвижущую силу, в результате чего возникает ток якоря. Взаимодействие тока якоря с магнитным потоком полюсов индуктора приводит к возникновению электромагнитного момента, под действием которого ведомый вал 4 начинает вращаться в направлении ведущего вала 5.

Вращающий момент ЭМС зависит от частоты вращения якоря относительно индуктора и силы тока возбуждения.

На рис. 23.17, б показана механическая характеристика электромагнитной муфты скольжения, выражающая в относительных координатах зависимость частоты вращения ведомого вала n_2 от момента сил сопротивления вращению M_2 при заданных вращающем моменте M_n и частоте вращения ведущего вала n_1 ; I_n — номинальная сила тока возбуждения, $I_n > I' > I'' > I'''$. Частота вращения ведомого вала муфты всегда меньше частоты вращения ведущего вала, так как только при скольжении в якоре возникают токи, создающие электромагнитный момент. С увеличением момента сил сопротивления M_2 частота вращения ведомого вала муфты снижается. Момент, передаваемый ЭМС, падает с уменьшением тока возбуждения.

В электромагнитной порошковой муфте (МЭП) зазор между ведущей и ведомой полумуфтами заполняют порошком из технически чистого железа. Вследствие этого возрастают магнитная проницаемость зазора и вращающий момент, передаваемый муфтой. В отличие от ЭМС вращающий момент электромагнитной порошковой муфты при неизменной силе тока возбуждения практически не зависит от частоты вращения. Если момент

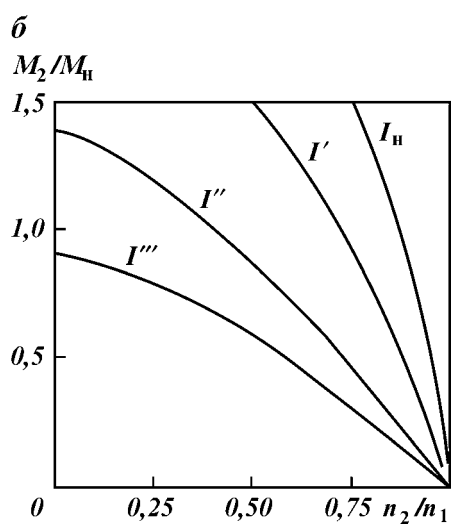
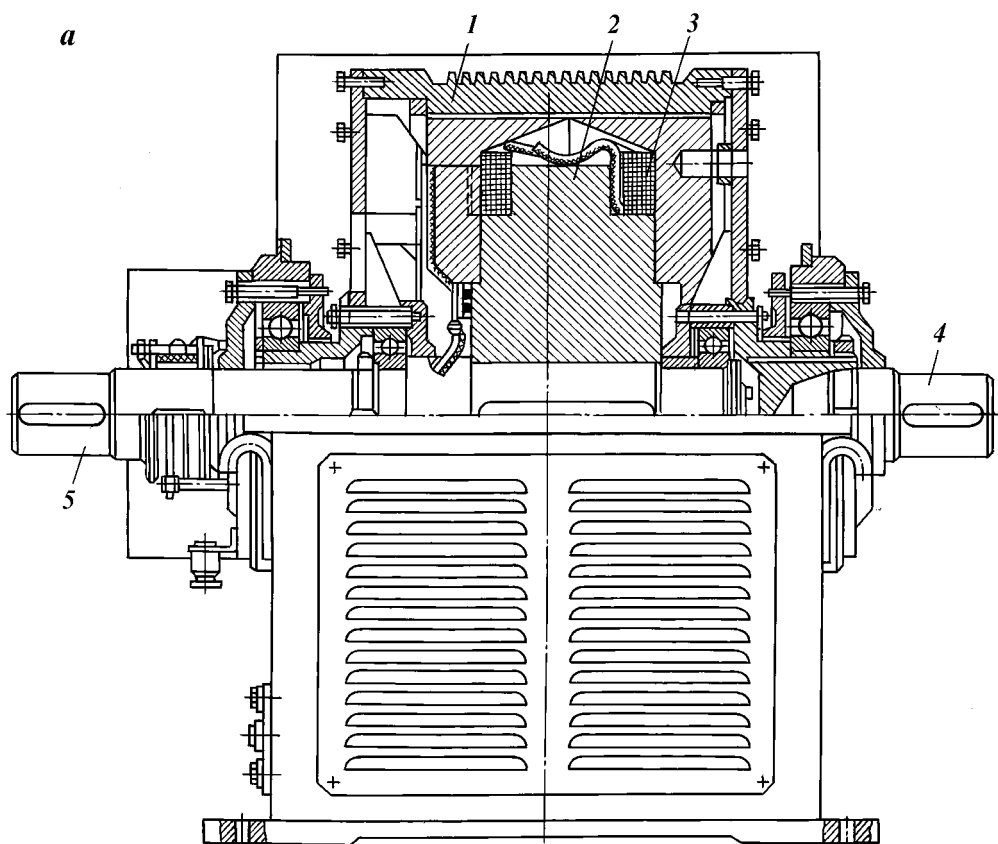


Рис. 23.17. Электромагнитная муфта скольжения (*a*) и ее механическая характеристика (*б*)

сил сопротивления, приложенный к ведомой части муфты, превышает рабочий момент МЭП, то происходит проскальзывание.

Продолжительность проскальзывания зависит от теплорассеивающей способности муфты и ограничивается допускаемой температурой нагрева обмотки возбуждения и подшипников муфты. При чрезмерном нагружении частота вращения ведомой полумуфты падает до нуля, и муфта переходит в режим полного скольжения. Электромагнитные порошковые муфты выгодно отличаются от ЭМС массой, габаритами и мощностью, необходимой для возбуждения обмоток. Однако из-за износа порошка в процессе эксплуатации и сгорания его при низких температурах воздуха происходит заклинивание муфты. Эти недостатки ограничивают применение МЭП.

Ниже приведена техническая характеристика электромагнитных муфт:

Тип муфты	ЭМС-750	МЭП-800
Момент сцепления, кН·м:		
номинальный	7,5	8
пусковой	16	10
остаточный	—	0,03
Номинальная частота вращения, мин ⁻¹	750	750
Напряжение возбуждения, В	72	130
Мощность возбуждения, кВт	5,5	0,2
Сопротивление обмотки возбуждения, Ом	0,94	54
Номинальная сила тока возбуждения, А	76	1,75
Момент инерции, кг·м ²	7,75	2
Масса, кг	3400	1760
Габаритные размеры, мм:		
длина	1380	1100
ширина	1260	1000
высота	1120	1000

Опыт показывает, что электромагнитные муфты значительно повышают эффективность электропривода буровых установок, обеспечивая плавное увеличение частоты вращения разгоняемых масс путем регулирования тока возбуждения. В результате этого стало возможным применение синхронных электродвигателей в приводе буровой лебедки в ряде буровых установок.

23.5. ЦЕПНЫЕ ПЕРЕДАЧИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

В приводах буровых установок широко используют цепные передачи. Такая передача состоит из ведущей и ведомой звездочек и огибающей их цепи. В зависимости от направления вращения звездочки ведущей ветвью цепи может быть как верхняя, так и нижняя. Предпочтительны передачи с верхней ведущей ветвью.

По конструктивному исполнению различают открытые и закрытые передачи с горизонтальным и наклонным расположением оси, соединяющей центры звездочек. Передачи с углом наклона к горизонту до 30° относят к горизонтальным, от 30 до 60° — к наклонным. Вертикальные передачи имеют угол наклона оси к горизонту 60—90° и требуют установки дополнительных устройств для предварительного натяжения цепи.

Различают одно- и многоконтурные цепные передачи. В многоконтурных между соединяемыми валами установлено несколько параллельно расположенных цепных передач с одинаковыми и разными передаточными числами.

ТИПЫ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЦЕПЕЙ

Цепь представляет собой гибкую конструкцию из последовательно соединенных жестких звеньев. Цепи, используемые для передачи механической энергии от одного вала к другому, называют *приводными*. По конструктивным признакам приводные цепи (рис. 23.18) относят к роликотым. Они состоят из чередующихся наружных и внутренних звеньев, каждое из которых собирается из двух пластин, напрессованных на валики 2 со шплинтом 3 или на втулки 5. Втулки снабжены роликами 6, которые при входе в зацепление со звездочкой проворачиваются относительно втулок. Благодаря этому уменьшается трение и снижается износ поверхностей контакта зубьев звездочки и роликов. Наружные 1 и внутренние 4 пластины по виду напоминают восьмерку.

Площадь поперечного сечения по проушинам примерно равна площади сечения пластины в средней ее части (шейке). Однако, вследствие больших местных напряжений в зоне отверстий, являющихся концентратором напряжений, предел выносливости в поперечном сечении отверстий меньше, чем в шейке пластины. Диаметр отверстий внутренних пластин, растачиваемых по диаметру сопрягаемых с ними втулок, больше диаметра отверстий наружных пластин, растачиваемых по диаметру валиков. Равнопрочность наружных и внутренних пластин обеспечивается благодаря соответствующему увеличению ширины внутренних пластин.

Валики цепи раскатывают либо развальцовывают с одного конца, и они имеют отверстия для шплинта на другом конце. Соединительное звено является частью цепи. Оно состоит из наружной пластины с неподвижно закрепленными валиками (вилки), соединительной пластины и шплинтов. При нечетном числе звеньев цепь соединяется переходным звеном, состоящим из переходных пластин 7, валика, втулки, ролика 8.

В буровых установках вследствие больших нагрузок и скоростей преимущественно используют многорядные цепи (рис. 23.18, б), которые отличаются от однорядных длиной B валиков и наличием промежуточных пластин 9. Наружные пластины соединяют с валиком с натягом, а промежуточные — с зазором 0,02 мм, облегчающим сборку многорядной цепи.

В отличие от нагрузок и внутренних пластин промежуточные изготавливают без фаски на внешнем контуре. Ниже приведены основные параметры пластин (в мм) для цепи с шагом $t = 50,8$ мм (толщина пластины $s = 6,4$ мм):

Тип пластины.....	Внутренняя	Наружная	Промежуточная
Ширина пластины	46	40	40
Ширина шейки пластины	32	27	27
Диаметр отверстия под валики.....	—	14,1 ^{+0,035}	14,31 ^{+0,035}
Диаметр отверстия под втулку.....	20,57 ^{+0,045}	—	—
Шаг пластины.....	50,8 ^{+0,11}	50,72±0,55	50,65±0,55
Длина пластины	96,8	92,7	92,7
Фаска.....	1,5	1,5	—
Масса, кг.....	0,146	0,128	0,128

Пластины цепи изготавливают из холоднокатаного проката повышенной точности, получаемого из стали марки 30ХН3А. После термообработки пластины имеют твердость 38—45 HRC. Эта сталь обладает достаточным сопротивлением усталости, хорошей обрабатываемостью и стабильными механическими свойствами после термообработки. Толщина пластины — расчетный параметр цепи, определяющей ее прочность.

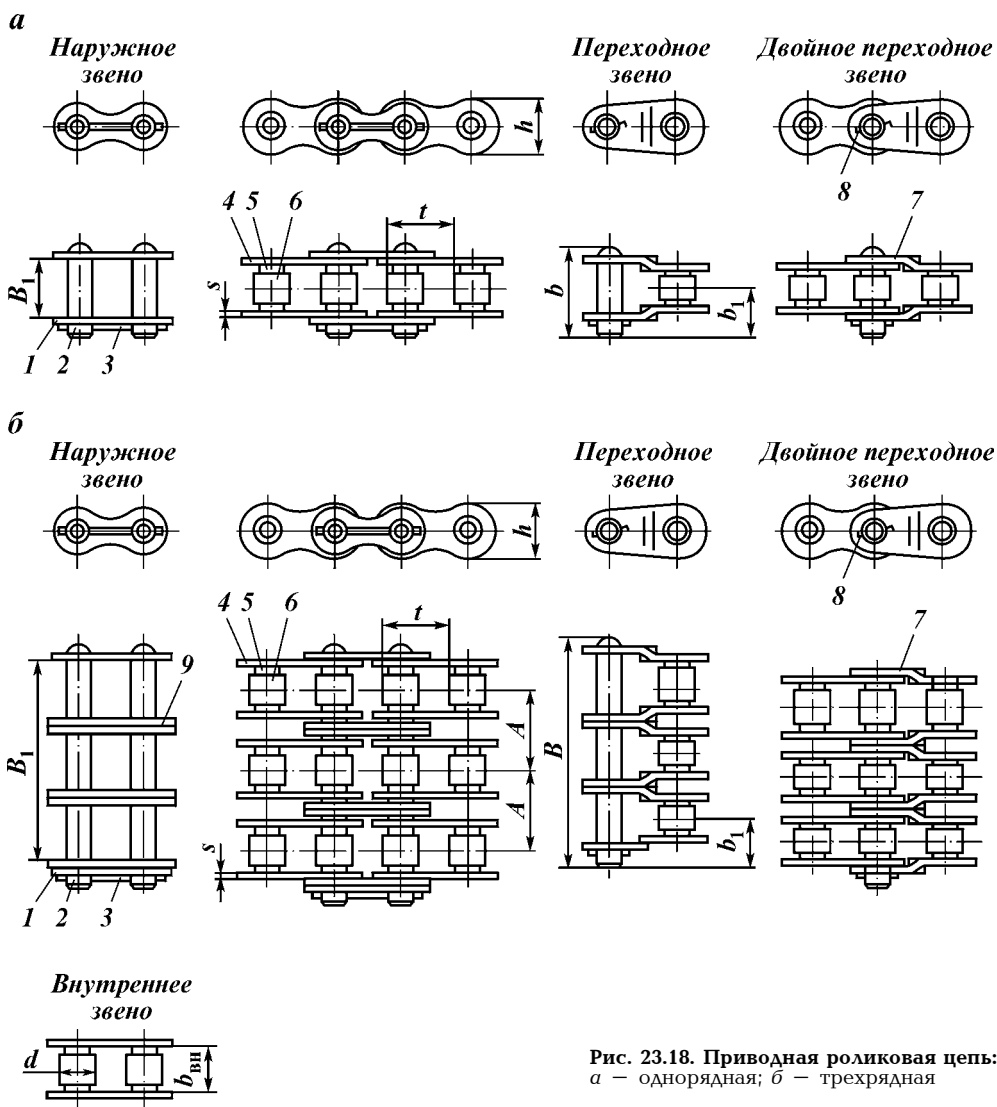


Рис. 23.18. Приводная роликовая цепь:
а — однорядная; б — трехрядная

Валик, неподвижно закрепляемый в отверстиях пластин наружного звена, представляет собой цилиндрический стержень с коническими торцами, облегчающими сборку цепи. В собранной цепи конические торцы валиков раскатывают либо развальцовывают. Валики должны обладать достаточной прочностью, износостойкостью и сопротивлением ударным нагрузкам. От диаметра валика зависит прочность цепи и контактное давление в шарнире цепи. Валики изготавливают из стали 12ХН3А по ГОСТ 4543—71 или из стали 25Н3 по ЧМТУ/ЦНИИЧМ 377—60, цементируют на глубину 0,05—0,08 их диаметра, и после термообработки они имеют твердость поверхности 54—61 HRC и сердцевины 43—48 HRC. Концы валиков перед раскатной подвергают отжигу.

Втулки цепи изготавливают из стали марки 12ХН3А или 12ХН2 и подвергают цементации на глубину 0,3–0,7 мм для цепей с шагом 1,75 и 38,1 мм и 0,4–0,8 мм для цепей с шагом 44,45–63,5 мм. Твердость после термообработки 54–61 HRC. Втулки входят в отверстия пластины с натягом, и для устранения среза металла торцы их по наружному диаметру скругляют.

Ролики цепи непосредственно контактируют с зубьями звездочек и подвергаются ударам и изнашиванию. Диаметр ролика выбирают в зависимости от шага цепи. Диаметр является исходным параметром для построения профиля звездочки. Ролики изготавливают из стали 30ХН3А и закалывают до твердости 45–52 HRC.

Соединения валик — пластина и втулка — пластина, собираемые с натягом, проверяют на проворачивание. Крутящие моменты, необходимые для проворачивания втулок и валиков относительно пластины, возрастают с увеличением шага цепи и должны быть в пределах, регламентированных ГОСТ 21834–76.

Роликовые цепи характеризуются следующими геометрическими параметрами (см. рис. 23.18): шаг t , диаметр ролика d , расстояние между внутренними пластинами $b_{\text{вн}}$, ширина цепи B .

Шаг цепи измеряется расстоянием между осями двух роликов внутренних и наружных звеньев при натянутом состоянии цепи под нагрузкой, равной 0,01 разрушающей нагрузки. Различают действительный шаг, измеряемый между смежными звеньями, и средний шаг, определяемый как частное от деления длины некоторого отрезка цепи на число звеньев, входящих в данный отрезок: $t = l_n / m_t$.

Число звеньев в измеряемом отрезке зависит от шага:

Шаг, мм.....	25,4	31,75	38,1	44,45	50,8	51,15	63,5
Число звеньев.....	49	47	39	33	29	25	23

В изношенной цепи шаг внутренних и наружных звеньев неодинаков, поэтому необходимо определять средний шаг $t_{\text{ср}}$ на отрезке цепи, содержащем не менее 10 четных чисел звеньев. Удлинение цепи (вытяжка) вследствие изнашивания шарниров, %

$$\Delta = \frac{t_{\text{ср}} - t}{t} 100.$$

Диаметр ролика d определяет радиусы впадин сопряжения и головки зуба звездочек. Отношение шага к диаметру ролика принимают за геометрическую характеристику зацепления цепи $\lambda = t/d$. Расстояние между внутренними пластинами $b_{\text{вн}}$ и между осями рядов А цепи определяют размеры поперечного профиля звездочки.

Разрушающая нагрузка P_p цепи соответствует минимальной статической нагрузке, при которой начинается разрушение цепи. Ее определяют путем растяжения цепи на универсальных разрывных машинах.

Технические условия на приводные роликовые цепи буровых установок регламентированы ГОСТ 21834–76, который также предусматривает изготовление цепей двух типов: нормальных Н и тяжелых Т (с утолщенными пластинами). Нормальные цепи легче тяжелых, они могут работать при более высоких (на 10–15 %) скоростях движения цепи. Однако при малых и средних скоростях они имеют меньший срок службы (на 10–15 %).

Цепи для буровых установок должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

крутящие моменты при испытании на проворачивание валика в пластине должны быть в пределах 18—160 Н·м и втулок в пластине — в пределах 11—100 Н·м в зависимости от шага и типа цепи;

предельные отклонения длины измеряемого отрезка цепи, состоящего из 11 звеньев, от номинального значения должны быть только положительными и составлять 0,15 %;

предельное отклонение действительного шага от его номинального значения по длине цепи, а также разность действительных шагов в каждом ряду по ширине цепи должны строго соответствовать принятым нормам;

разность посадочных размеров промежуточных пластин одного наружного звена не должна быть более 0,02 мм для цепей с шагом 25,4—38,1 мм и более 0,03 мм для цепей с шагом 44,45—63,5 мм;

предельная амплитуда напряжений промежуточных пластин должна быть не менее 50 МПа при базе испытаний $5 \cdot 10^6$ циклов, для чего рекомендуется их упрочнять путем дорнования и обжата краев отверстий;

каждая собранная цепь должна быть обтянута в течение не менее 1 мин на стенде при нагрузках 0,25—0,33 соответствующей разрушающей нагрузки;

ресурс цепи до списания должен быть не менее 3000 ч при коэффициенте запаса по сопротивлению усталости, равном 1,1;

собранный цепь должна иметь легкую (без заедания) подвижность в шарнирных соединениях, проверяемую поворотом звеньев цепи рукой на 90°;

цепи не должны иметь пропеллерности и серповидности, препятствующих замыканию цепи в контур усилием руки;

детали цепи не должны иметь окалины, трещин, заусенцев и коррозии;

для защиты от коррозии пластины цепей подвергают фосфатированию;

длину цепи устанавливают по согласованию с потребителем.

Примеры условных обозначений. Цепь однорядная нормальная с шагом 38,1 мм: 1Н = 38,1 ГОСТ 21834—76. Цепь трехрядная тяжелая с шагом 44,45 мм: 3Т-44,45 ГОСТ 21834—76. Переходное звено однорядной цепи нормального типа с шагом 50,8 мм: П-1Н-50,8 ГОСТ 21834—76. Переходное звено двухрядной цепи тяжелого типа с шагом 50,8 мм: Д-2Т-50,8 ГОСТ 21834—76.

ЗВЕЗДОЧКИ К ЦЕПЯМ

Колеса цепных передач в отличие от зубчатых называют *звездочками*. Долговечность и надежность цепной передачи зависят от правильного выбора формы зуба, материала, термообработки и точности изготовления звездочек. Форма зуба определяется продольным профилем, являющимся основным, поперечным профилем и профилем сечений зуба в плане. Для нормального взаимодействия с цепью форма зуба звездочек должна обеспечить плавное зацепление со звеньями цепи и минимальные контактные давления, а также устранить возможность соскакивания изношенной цепи со звездочки при увеличении шага цепи в пределах установ-

Данные для построения теоретического профиля зубьев звездочек

Параметр	Расчетная формула
Шаг цепи t	По ГОСТ 21834–76
Диаметр ролика цепи d	То же
Число зубьев z	По конструктивным соображениям
Диаметр делительной окружности d_A	$d_A = t \operatorname{cosec} \frac{180}{2} = \frac{t}{\sin(180/z)}$
Диаметр окружности выступов D_l	$D_l = t \left(0,5 + \operatorname{ctg} \frac{180}{z} \right)$
Диаметр окружности впадин D_i	$D_i = d_A - 2r$
Наибольшая хорда (для контроля звездочек с нечетным числом зубьев) L_x	$L_x = d_A \cos \frac{95}{z} - 2r$
Радиус впадины r	$r = 0,5025D + 0,05$
Радиус сопряжения r_1	$r_1 = 0,8D + r = 1,3025D + 0,05$
Радиус головки зуба r_2	$r_2 = D(1,24 \cos \varphi + 0,8 \cos \beta - 1,3025) - 0,05$
Половина угла впадины α	$\alpha = 55 - 60/z$
Угол сопряжения β	$\beta = 18 - 56/z$
Половина угла зуба φ	$\varphi = 17 - 64/z = 90 - 180/z - (\alpha + \beta)$
Прямой участок профиля FG	$FG = (1,24 \sin \varphi - 0,8 \sin \beta)$
Расстояние от центра дуги впадины до центра дуги головки зуба OO_2	$OO_2 = 1,24$
Смещение центров дуг впадин e	$e = 0,03t$
Координаты точек:	
x_1	$x_1 = 0,8D \sin \alpha$
y_1	$y_1 = 0,8D \cos \alpha$
x_2	$x_2 = 1,24D \sin 180/z$
y_2	$y_2 = 1,24D \sin 180/z$
Примечание. Линейные размеры – в миллиметрах, угловые – в градусах.	

особо точных передачах. В буровых установках применяют звездочки со смещенными центрами дуг впадины, отличающиеся тем, что впадина зуба очерчивается из двух центров, смещенных на величину

$$e = 0,03t.$$

Расчет и построение теоретического (исходного) профиля зубьев выполняют в соответствии с рис. 23.19 и данными табл. 23.3. Диаметр окружности выступов следует вычислять с точностью до 0,1 мм, остальные линейные размеры – до 0,01 мм, а угловые – до 1'.

Наиболее распространены звездочки, у которых сечение зуба в плане представляет собой прямоугольник. Для устранения перекосов при контакте роликов цепи с зубьями звездочки необходимо обеспечить перпендикулярность образующей зуба к торцу венца и параллельность с осью отверстия ступицы.

Искажение профиля зубьев звездочек ухудшает работу передач и приводит к преждевременному разрушению цепи, поэтому материал и термообработка должны обеспечить прочность и износостойкость зубьев. В цепных передачах буровых установок звездочки изготавливают из сталей марок 40X, 40Г2, 50Г2, 35ГС, 40ХНЛ9Ф с поверхностной закалкой до твердости 42–52 HRC. Предельные отклонения и допуски на шаг, диаметр

окружности выступов, впадин и другие конструктивные размеры зубьев в зависимости от шага и числа зубьев звездочки регламентированы ГОСТ 591 – 69.

ОСНОВНЫЕ СИЛОВЫЕ И КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕПНЫХ ПЕРЕДАЧ

Работающая цепь испытывает нагрузки от натяжений в ведущей и ведомых ветвях. В ведомой ветви действуют натяжения от центробежных сил $P_{\text{ц}}$ и провисания цепи P_f :

$$P_2 = P_{\text{ц}} + P_f. \quad (23.12)$$

Натяжение, вызываемое центробежными силами,

$$P_{\text{ц}} = qv^2, \quad (23.13)$$

где q – масса 1 м цепи; v – скорость цепи, м/с.

Натяжение от провисания ведомой ветви

$$P_f = 9,8K_f qA, \quad (23.14)$$

где A – межосевое расстояние, м; $K_f = 1 + 5 \cos^2 \gamma$ – коэффициент, учитывающий угол γ наклона линии центров звездочек к горизонту.

В ведущей ветви нагрузка P_1 суммируется из полезного усилия P , динамической нагрузки P_A и натяжения P_2 ведомой ветви:

$$P_1 = P + P_A + P_2. \quad (23.15)$$

Динамические нагрузки вызываются неравномерностью движения цепи и ведомой звездочки, технологическими погрешностями, допущенными при изготовлении и монтаже цепи и звездочек. На динамику цепных передач неблагоприятно влияет относительное удлинение цепи в результате изнашивания ее шарнирных соединений. Длина ведущей ветви цепной передачи изменяется также вследствие радиальных биений валов и зубчатых венцов, а также наличия зазоров между ступицей звездочки и валом. В связи с этим погрешности изготовления и монтажа цепных передач должны быть в пределах допускаемых значений. На практике при расчете цепных передач буровых установок динамические нагрузки учитываются коэффициентом перегрузки.

Детали цепи испытывают повторно-переменные асимметричные нагрузки. Для цепи средняя нагрузка

$$P_{\text{ср}} \approx (P_1 + P_2) / 2, \quad (23.16)$$

а амплитуда

$$P_a \approx (P_1 - P_2) / 2. \quad (23.17)$$

Однократная смена нагрузок, происходящая за один оборот цепи, соответствует одному циклу нагружения. Период одного цикла $T_{\text{ц}}$ зависит от длины и скорости цепи:

$$T_{\text{ц}} v = L = L_t t,$$

откуда

$$T_{\text{ц}} = L_t t / v = 60 L t / (z n), \quad (23.18)$$

где L и L_t — длина замкнутого контура цепи, в мм и шагах; $v = z n / 60$ — средняя скорость цепи, мм/с; t — шаг цепи; мм; n — частота вращения звездочки, мин^{-1} .

За время T (в ч) число циклов нагружения

$$N_{\text{ц}} = T / T_{\text{ц}} = 60 T z n L_t. \quad (23.19)$$

Из формулы (23.19) следует, что в течение заданного времени число циклов нагружения одновременно работающих цепей может быть различным в связи с их разной скоростью.

Передачное число i определяют из равенства средней скорости цепи на быстроходной и тихоходной звездочках:

$$z_1 t n_1 = z_2 t n_2,$$

откуда

$$i = n_1 / n_2 = z_2 / z_1,$$

где n_1 , z_1 — частота вращения и число зубьев быстроходной звездочки; n_2 , z_2 — то же тихоходной звездочки.

В пределах одного оборота действительная скорость цепи изменяется вследствие того, что звездочка является не цилиндром, а многогранником. С увеличением числа зубьев звездочки скорость становится более равномерной, что способствует снижению уровня динамических нагрузок в цепи и других элементах привода.

Соотношение между моментом M (в кН·м) и передаваемой мощностью (в кВт) определяется известной формулой

$$M = N / \omega = 9,55 N / n \approx N / (0,1 n). \quad (23.20)$$

Полезное усилие, или нагрузка на цепь,

$$P = 2 M / d_{\text{а}}, \quad (23.21)$$

где $d_{\text{а}}$ — диаметр делительной окружности звездочки.

Момент на ведомом валу

$$M_2 = \eta_i M_1. \quad (23.22)$$

КПД цепной передачи зависит от потерь мощности на трение в шарнирах цепи и подшипниках. Для точно изготовленных передач на подшипниках качения со струйным смазыванием цепи КПД составляет 0,96–0,98. В расчетах цепных передач буровых установок независимо от шага и числа рядов цепи принимают $\eta = 0,97$. Расчетная нагрузка на валы цепной передачи несколько больше полезного окружного усилия вследствие натяжения цепи от веса и равна для горизонтальной передачи $P_{\text{в}} = 1,15 P$, для вертикальной передачи $P_{\text{в}} = 1,05 P$.

23.6. СИЛОВЫЕ АГРЕГАТЫ И ДВИГАТЕЛИ СОВРЕМЕННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

ДИЗЕЛЬНЫЕ И ДИЗЕЛЬ-ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ АГРЕГАТЫ

Эти агрегаты используют для привода основных механизмов буровых установок (буровой лебедки, ротора и буровых насосов).

Дизельный агрегат включает дизель и системы обслуживания (охлаждения, смазывания, пуска, контроля и др.), гарантирующие его надежную работу в пределах заданного срока службы. Дизель-гидравлические агрегаты оборудованы гидротрансформатором с системами его обслуживания.

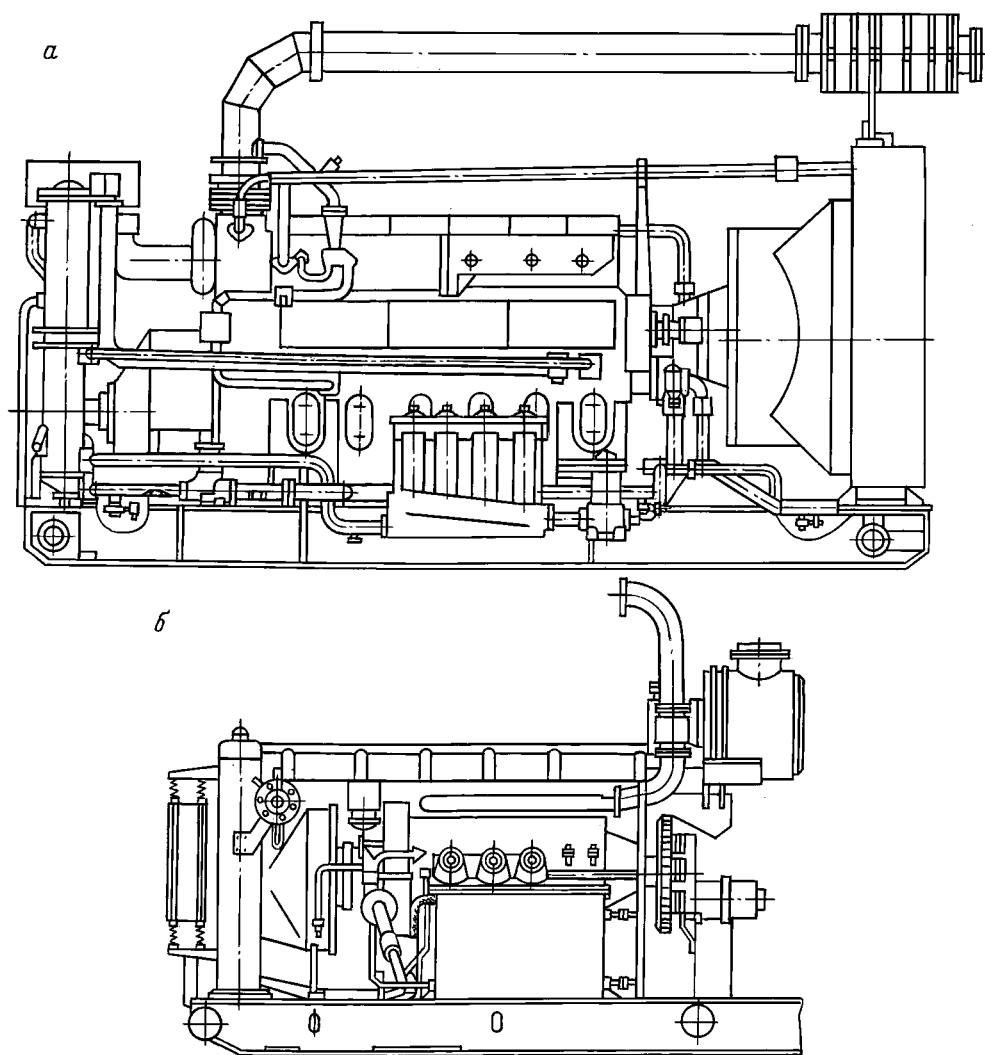


Рис. 23.20. Дизель-гидравлический агрегат СА10-1 (а) и дизельная установка В2-500ТК-С4 (б)

Таблица 23.4

Техническая характеристика дизеля и дизельных агрегатов

Показатель	CA10-1	CA-30	B2-500TK-C4
Дизель	6ЧН21/21		12Ч15/18
Число цилиндров	6		12
Расположение цилиндров	Рядное		V-образное
Диаметр цилиндров, мм	210		150
Ход поршня, мм	210		180
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	463,2(630)		330(450)
Частота вращения коленчатого вала, мин ⁻¹ :			
при номинальной мощности	1200		1600
при максимальном крутящем моменте	850		1150
максимально устойчивая холостого хода	540		600
максимальная без нагрузки, ограниченная регулятором	1500		1900
Степень сжатия	13,5		14—15
Направление вращения (со стороны вентилятора)	По часовой стрелке		
Удельный расход топлива при номинальной мощности, г/(л.с.·ч)	153+8		162+8
Удельный расход масла при номинальной мощности, г/(л.с.·ч):			
на угар	1,0		Не более 1,2
общий	1,34		—
Привод вентилятора	Регулируемый		Нерегулируемый
Система наддува	Турбонаддув		
Демпфер крутильных колебаний	Жидкостного типа		
Система смазывания	Принудительная под давлением с «сухим» картером		
Система охлаждения			
Система предпускового подогрева	Имеется		Нет
Система аварийно-принудительной сигнализации	Имеется		Имеется
Назначенный срок (ресурс) до первой переборки, ч	10 000		7000
Срок службы до капитального ремонта, ч	40 000		15 000
Габаритные размеры, мм:			
длина	2515		1850
ширина	950		1036
высота	1800		1070
Масса, кг	4800		1450
Гидротрансформатор	ГЗ-675	—	—
Мощность номинальная, кВт	463,2	—	—
Номинальная частота вращения, мин ⁻¹	1200	—	—
КПД с учетом отбора мощности на насос, %	88±2	—	—
Агрегат			
Номинальная мощность на выходе, кВт (л.с.)	375(510)	441,2(600)	317(432)

Показатель	CA10-1	CA-30	B2-500TK-C4
Эксплуатационный диапазон частоты вращения выходного вала, мин ⁻¹	650–1000	650–1000	750–1650
Соединение гидро-трансформатора с валом дизеля	Эластичная муфта	—	—
Размер от основания до оси выходного вала, мм	750	490	564
Габаритные размеры, мм:			
Длина	4280	3880	2900
ширина	1500	1508	1580
высота	2855	2212	1500
Масса, кг	8500	7200	2200

Дизели снабжены демпферами крутильных колебаний, обеспечивающими их работу в широком диапазоне оборотов коленчатого вала, а также системами предпускового запуска аварийно-принудительной сигнализации.

В табл. 23.4 приведена техническая характеристика дизельных агрегатов, а на рис. 23.20, 23.21 показан их общий вид и даны внешние характеристики (N_d и M_d — соответственно мощности и крутящий момент дизеля; N_a и M_a — мощность и крутящий момент агрегата; n — частота вращения выходного вала).

Дизель-гидравлический агрегат САТ-450. В буровых установках БУ2900/175ДГУМ1 и БУ1600/100ДГУ для привода основных механизмов применяют дизель-гидравлический агрегат САТ-450, состоящий из дизеля В8-500TK-C4 и турботрансформатора с необходимыми системами

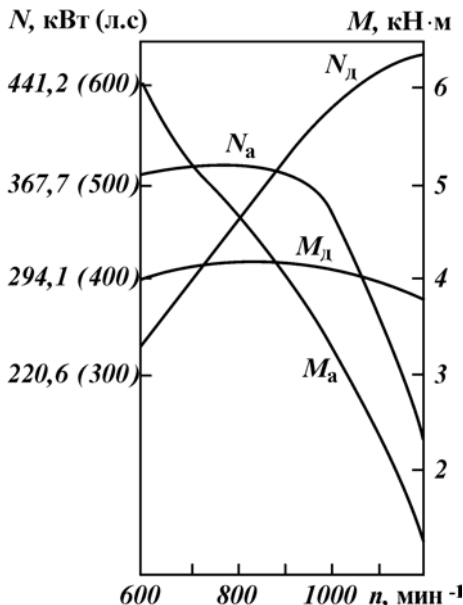


Рис. 23.21. Внешние характеристики дизеля 6ЧН21/21 и агрегата СА10-1

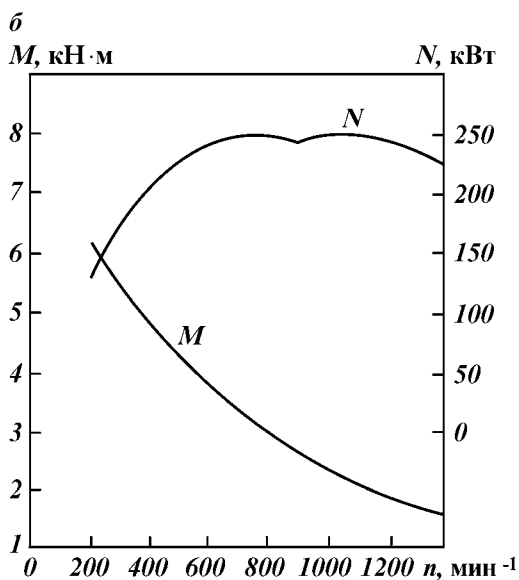
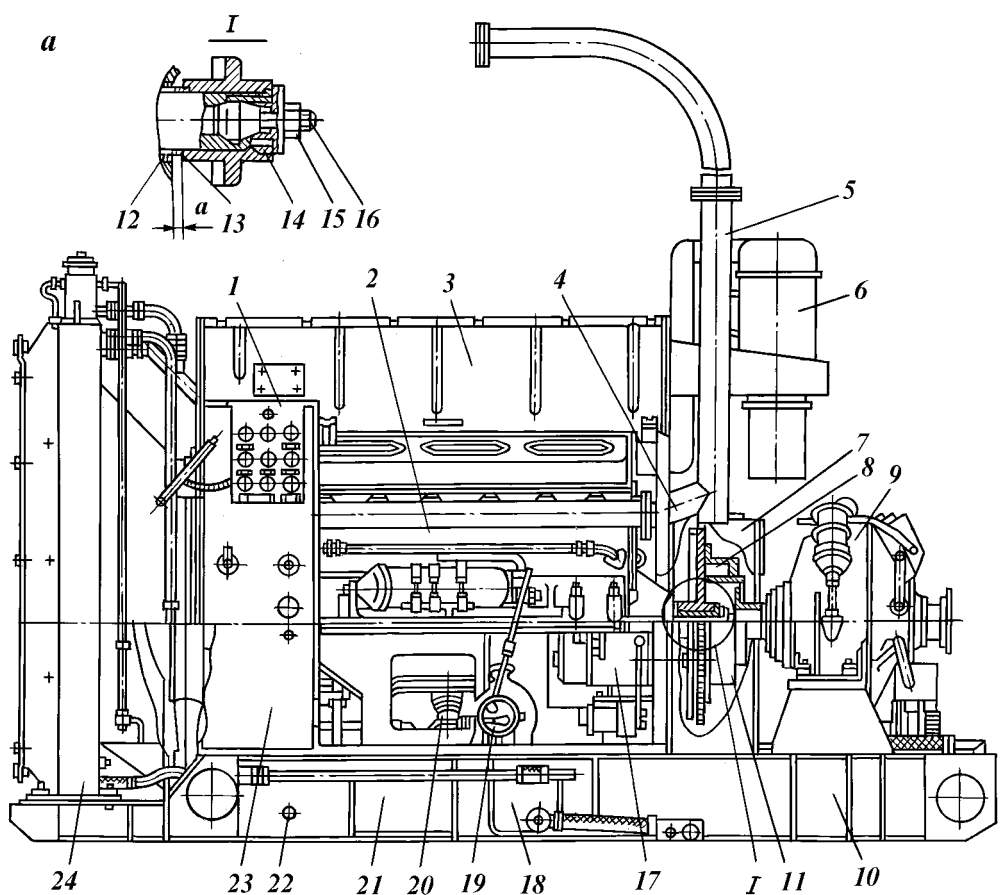


Рис. 23.22. Конструктивная схема (а) дизель-гидравлического агрегата САТ-450 и его внешняя характеристика (б):

1 — щиток контрольно-измерительных приборов; 2 — двигатель В2-450АВ-СЗ; 3 — капот; 4 — маховик; 5 — выхлопная труба; 6 — воздухоочиститель; 7 — кожух соединительной муфты; 8 — резиновый палец; 9 — турботрансформатор; 10 — рама; 11 — соединительная муфта; 12 — проставочная шайба; 13, 14 — конические кольца; 15 — пробка; 16 — гайка; 17 — стартер; 18, 21 — крышки; 19 — маслозакачивающий насос; 20 — горловина; 22 — наконечник; 23 — кожух; 24 — радиатор; а — регулируемый зазор

их обслуживания. На рис. 23.22, а, б — приведены общий вид этого агрегата и его внешняя характеристика. Ниже даны параметры агрегата САТ-450:

<i>Турботрансформатор ТТ-560К</i>	
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	294(400)
Номинальная частота вращения, мин ⁻¹ (с ⁻¹)	1350(22,5)
Диапазон частоты вращения выходного вала при КПД не ниже 70 %	3
Коэффициент трансформации	3,3
Максимальный КПД с учетом отбора мощности на насос:	
в режиме трансформатора	88±2
в режиме муфты	77±2
<i>Агрегат</i>	
Номинальная мощность на выходном валу, кВт (л.с.)	250(340)
Эксплуатационный диапазон частоты вращения выходного вала, мин ⁻¹	550 — 1350
Соединение турботрансформатора с валом дизеля	Эластичная муфта
Размер от основания до оси выходного вала, мм	760
Габаритные размеры, мм:	
длина	3257
ширина	1472
высота	2075
Масса, кг	4221

Дальнейшее направление повышения эффективности привода буровых установок — использование более мощных отечественных дизелей: 6ЧН-21/21 с номинальной мощностью 464 кВт при 1200 мин⁻¹ и 6ЧН-26/26 с номинальной мощностью 736 кВт. С увеличением единичной мощности сокращается число дизелей буровой установки и, следовательно, упрощается конструкция силовых передач, снижаются потери от спарки дизелей. В дизель-электрических агрегатах, используемых в качестве источников питания электродвигателей вспомогательных механизмов буровой установки, применяют дизели ЯМЗ-238А; К-153 и У1Д6С2.

ГАЗОТУРБИННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

В отличие от дизеля эти двигатели преобразуют тепловую энергию в механическую не циклически, а непрерывно. На рис. 23.23, а показана простейшая схема, поясняющая принцип действия двухвального газотурбинного двигателя, который используют в приводе буровых установок. Атмосферный воздух, проходя через ступени компрессора *К*, сжимается и под давлением поступает в камеру сгорания *КС*. В этой камере воздух смешивается с топливом, подаваемым форсунками. В результате сгорания образовавшейся смеси создается газовый поток, который поступает в турбину компрессора *ТК* и свободную турбину *ТС*.

Рабочие колеса турбины компрессора и свободной турбины установлены на отдельных валах и связаны между собой газодинамически. В лопаточных аппаратах турбин энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу. Мощность турбины компрессора *ТК* расходуется на вращение компрессора и других агрегатов обслуживающих двигатель. Мощность свободной турбины *ТС* через редуктор *Р* передается на выводной вал *В*, соединяемый с приводимым агрегатом. Газотурбинные двигатели снабжены устройствами для пуска, а также для автоматического и ручного управления двигателем.

Двухвальный газотурбинный двигатель обладает сравнительно высоким запасом крутящего момента (рис. 23.23, б). Максимальный момент в 1,5–2 раза превышает момент при номинальном режиме. По сравнению с

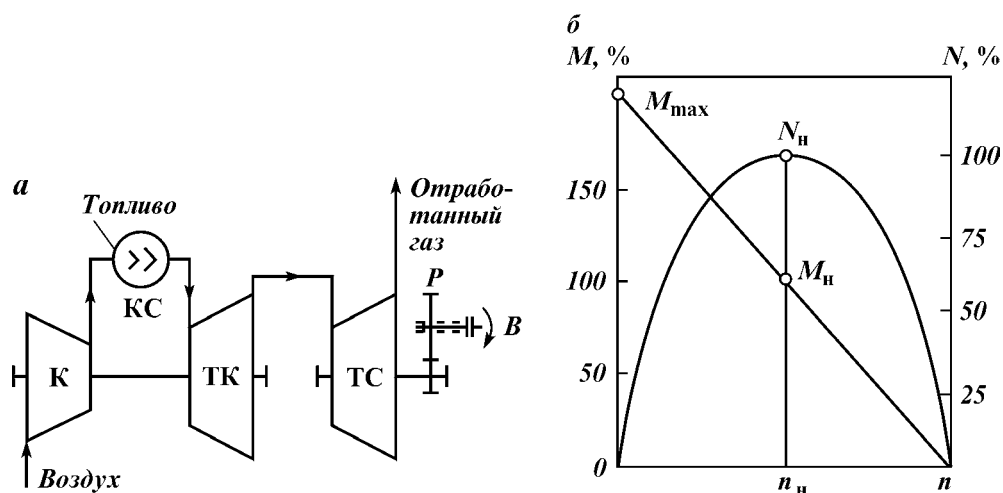


Рис. 23.23. Схема (а) двухвального газотурбинного двигателя и его характеристика (б)

дизелем газотурбинный двигатель обладает более мягкой характеристикой. Его способность резко снижать частоту вращения при загрузке свободной турбины с последующим быстрым выходом на номинальный режим работы является преимуществом, благодаря которому упрощаются пусковые устройства в приводе буровой лебедки, насосов и ротора.

Ниже приведена характеристика стационарного газотурбинного двигателя АИ-23СГ:

Типа двигателя.....	Газотурбинный со свободной силовой турбиной
Частота вращения ротора, мин ⁻¹ :	
турбокомпрессора.....	(9000÷14 600)±150
свободной турбины.....	(8000÷11 000)±120
Тип редуктора.....	Планетарный двухступенчатый
Передаточное отношение.....	0,08732
Топливо для двигателя.....	Природный (ГОСТ 5542–78) или попутный нефтяной газ
Применяемое масло.....	Смесь масел (по объему): 75 % трансформаторного или МК-3 и 25 % МК-22 или МС-20
Компрессор.....	Осевой 10-ступенчатый
Турбина (компрессора, свободная силовая).....	Осевая двухступенчатая
Связь между турбинами.....	Гидродинамическая
Габаритные размеры, мм:	
длина.....	3650±5
ширина (без выхлопных труб).....	760±5
высота.....	975±5
Масса, кг:	
двигателя со всеми установленными на нем агрегатами и рамой.....	1290
рамы двигателя.....	215

Удельная масса газотурбинного двигателя составляет примерно 1,22 кг/кВт и почти в 7 раз меньше, чем дизеля, поэтому значительно уменьшаются масса и габариты привода и всей буровой установки. Возможность непосредственного соединения выводного вала газотурбинного двигателя с валом трансмиссии упрощает конструкцию и повышает КПД привода. Отсутствие водяного охлаждения облегчает пуск и эксплуатацию двигателя в зимних условиях. Моторесурс газотурбинных двигателей при эксплуатации

в бурении достигает 9500 ч, а расход масел почти в 10 раз меньше, чем у дизелей.

Благоприятные пусковые свойства и другие положительные качества этих двигателей свидетельствуют об их конкурентоспособности с более распространенными дизелями. Основные недостатки газотурбинных двигателей – повышенный расход топлива и высокий уровень создаваемого шума. Удельный расход топлива примерно в 2 раза больше, чем у дизелей, поэтому буровые установки с газотурбинными двигателями экономически эффективны при наличии доступных местных ресурсов топлива.

**ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА
СПЕЦИАЛЬНЫХ МОДИФИКАЦИЙ**

Эти двигатели используют в приводе буровых установок. Валы двигателей, устанавливаемые на щитовых подшипниках, имеют один свободный конец для соединительной муфты.

В числе преимуществ электродвигателей при использовании их в приводе буровых установок следует отметить экономичность и надежность, способность реверсирования и преодоления кратковременных перегрузок, бесшумность работы.

Асинхронные двигатели с фазным ротором применяют в приводе лебедки, насосов и ротора. Этими двигателями управляют с помощью специальных станций, которые осуществляют плавный пуск двигателя с малым пусковым током. Техническая характеристика асинхронных двигателей лебедки, насосов и ротора отечественных буровых установок приведена в табл. 23.5. Номинальная мощность, указанная в таблице, соответствует режиму длительной работы, при котором двигатель не перегревается сверх установленной температуры. Момент M_n , соответствующий номинальному режиму, называют номинальным моментом. Отношение максимального момента M_m к номинальному M_n характеризует *перегрузочную способность* двигателя. Кратность пускового момента определяется отношением момента, развиваемого двигателем в неподвижном состоянии, к номинальному моменту.

Электродвигатели серии АКБ, используемые в приводе буровых лебедок, рассчитаны для работы в повторно-кратковременном режиме с числом включений не более 100–120 и числом реверсов 10–20 в 1 ч. Электродвигатели серии АКБ – закрытого исполнения с принудительной вентиляцией

Таблица 23.5

Техническая характеристика асинхронных двигателей буровых установок

Тип двигателя	Номи- нальная мощность, кВт	Номиналь- ное напря- жение, В	Частота вращения, мин ⁻¹	КПД, %	$\frac{M_m}{M_n}$	Момент инерции ротора, кг·м ²	Масса, кг
АКБ-114-6	320	500	980	92,5	2,5	2,25	2150
АКБ-12-39-6		6000	985	91,5	2,3	4	2810
АКБ-13-62-8			740	93,5	2,5	10,7	4320
АКЗ-15-41-8Б2	700		750	94,5	2,6	—	6150
АКЗ-15-41-8Б	850				2,7		6800
АКСБ-15-44-6	630			94,7	1,8		3700
АКСБ-15-54-6	800			94,9			4100
АКСБ-15-69-6	1000			95,3			4700

или самовентиляцией – предназначены для тяжелых условий работы с частыми пусками и регулированием частоты вращения путем искусственного воздействия на их электромеханические параметры. Электродвигатели этой серии используют в приводе буровых насосов, они регулируются по способу, получившему название *вентильно-машинного каскада*. Привод состоит из асинхронного двигателя насоса, трехфазного выпрямительного моста для преобразования энергии скольжения двигателя в энергию постоянного тока и источника ЭДС в качестве которого используют генератор постоянного тока мощностью 250 кВт с приводным синхронным двигателем.

При холостом ходе $\cos \varphi$ двигателя составляет примерно 0,2 и достигает максимального значения 0,7–0,9 при нагрузках, близких к номинальным $N_{2н}$. Естественным способом улучшения $\cos \varphi$ является полная загрузка асинхронных двигателей. КПД определяется отношением полезной мощности N_2 к подводимой N_1 . У большинства двигателей КПД достигает максимума (65–95 %) при нагрузке, равной 75 % номинальной. Благодаря этому обеспечивается экономичность двигателей при преобладающих на практике режимах нагружения.

Отклонения напряжения и частоты тока от номинальных значений изменяют механические характеристики асинхронного двигателя. Момент вращения пропорционален квадрату напряжения, поэтому для нормальной работы двигателя необходимо стабильное напряжение в сети.

Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором проще и дешевле двигателей с фазным ротором, не требуют сложной пусковой аппаратуры. Привод вспомогательных машин и механизмов буровых установок преимущественно осуществляется асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором. Исключения составляют вспомогательная лебедка, в приводе которой используют асинхронный двигатель с фазным ротором, и автоматический регулятор подачи долота, силовой узел которого приводится от двигателя постоянного тока.

В приводе буровой лебедки синхронные электродвигатели вследствие абсолютной жесткости используют с электромагнитными муфтами скольжения, обеспечивающими плавный пуск и относительно небольшое регулирование привода. В приводе буровых насосов синхронные электродвигатели устанавливают с фрикционными муфтами. Буровые установки, снабженные синхронными двигателями в приводе лебедки, имеют асинхронные двигатели в приводе насосов. И наоборот, если в приводе лебедки используют асинхронные двигатели, то в приводе насосов – синхронные. Лишь в отдельных случаях лебедка и насосы буровой установки имеют привод от синхронных двигателей.

Техническая характеристика синхронных электродвигателей отечественных буровых установок приведена в табл. 23.6. Вращающий момент, развиваемый двигателем, и сила тока статора с повышением нагрузки возрастают практически линейно. Так как частота вращения постоянна, мощность также увеличивается линейно. Характерная особенность синхронного двигателя – его способность работать с любым значением $\cos \varphi$. Это достигается регулированием силы тока возбуждения. При неизменном токе возбуждения повышение нагрузки на валу двигателя вызывает некоторое уменьшение $\cos \varphi$.

Кривая КПД синхронного двигателя, как и других электрических машин, изменяется в зависимости от нагрузки. Максимум КПД соответствует нагрузкам, близким к номинальным, и для синхронных двигателей буровых

Таблица 23.6

Техническая характеристика синхронных двигателей буровых установок

Тип двигателя	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, мин ⁻¹	КПД, %	$\frac{M_m}{M_n}$	Масса, кг
СДЗ-12-46-8А	320	750		1,8	3200
СДЗ-13-34-6	500	1000	94	1,9	3570
СДБ-13-42-8А			93,9	1,46	
СДЗБ-13-42-8	450			1,9	4050
СДБ-14-46-8	850	750	94	2,2	6500
СДЗ-13-52-8А			95	1,44	5420
СДБО-99-49-8А	630		94,5	2,2	5600

Примечание. Для всех указанных типов номинальное напряжение — 6000 В.

установок равен 94–95 %. Основные преимущества синхронных двигателей – возможность их работы с $\cos \varphi = 1$ и способность улучшать (приближать к единице) $\cos \varphi$ в системах, в которых работают асинхронные двигатели. Момент вращения синхронного двигателя зависит от напряжения в сети в первой стадии. В связи с этим синхронные двигатели по сравнению с асинхронными обладают более стабильным моментом вращения при колебаниях напряжения в сети. Пуск синхронного двигателя возможен после предварительного разгона ротора до частоты вращения, близкой к синхронной, с помощью дополнительного двигателя либо специальной короткозамкнутой обмотки в роторе, усложняющих конструкцию и повышающих стоимость синхронных двигателей.

Электродвигатели постоянного тока в отличие от асинхронных и синхронных обладают свойством саморегулирования и по естественным механическим характеристикам полнее отвечают требованиям, предъявляемым к основному приводу буровых установок. Вследствие плавного изменения частоты вращения в зависимости от момента, создаваемого рабочей нагрузкой, повышаются производительность и экономичность буровой лебедки, насосов и ротора. В буровых установках двигатели постоянного тока получают питание от электромашинных и тиристорных преобразователей переменного тока, поступающего от промышленной электросети или автономных дизель-электрических станций.

Отсутствие надежных и дешевых источников питания, ограниченный выбор необходимых для буровых установок двигателей, повышение требований к техническому обслуживанию и другие факторы на определенном этапе затрудняли внедрение электропривода постоянного тока. В связи с

Таблица 23.7

Техническая характеристика двигателей постоянного тока буровых установок

Тип двигателя	Мощность (длительная), кВт	Напряжение, В	Частота вращения, мин ⁻¹
П-179-9К	1150	660	220/440
П-153-8К	370	220	750/900
П-172-12К	950	660	400/100
МПЭ-800-800	800	460	800/1200
ДПЗ-99/74-8КМ2	710	—	200/400
МПП-1000-1000 МЗ	800	460	800
ПС-152-5К	320	—	400/1000
П-125-8К	230	—	750/1000

этим первоначально двигатели постоянного тока использовали в единичных образцах буровых установок, предназначенных для сверхглубокого бурения. На основе накопленного положительного опыта в последующем были созданы буровые комплексы с электроприводом постоянного тока для плавающих (Уралмаш 6000 ПЭМ) и полупогружной (Уралмаш 6000/60 ППЭМ) буровых установок.

В последние годы ведутся опытно-конструкторские разработки и промышленные испытания тиристорного электропривода с питанием от промышленных электросетей. За рубежом электропривод постоянного тока используют преимущественно в дизель-электрических буровых установках.

Основные технические данные двигателей постоянного тока, используемых в отечественных буровых установках, приведены в табл. 23.7.

23.7. КОМПОНОВКА СИЛОВЫХ ПРИВодОВ И ТРАНСМИССИЙ

Электропривод переменного и постоянного тока. Независимо от рода тока компоновка многодвигательных электроприводов зависит от типа передачи и способа блокирования.

На рис. 23.24 приведена схема блокирования электродвигателей переменного или постоянного тока. Каждая из этих схем имеет преимущества и недостатки, и выбор той или иной компоновки зависит от ряда факторов.

1. Допустимая мощность, передаваемая трансмиссией на промежуточный вал. Если мощность двигателей меньше допустимой для трансмиссии, то предпочтительнее схема на рис. 23.24, *а* с одной передачей и соосным блокированием двух двигателей общим валом. Если допустимая мощность для трансмиссии меньше мощности двух двигателей, то предпочтительнее схема на рис. 23.29, *б*, где каждая из трансмиссий передает мощность одного двигателя на общий трансмиссионный вал.

2. Допустимая частота вращения блокирующей трансмиссии. Если частота вращения двигателя превышает значение, допустимое для трансмиссии, то предпочтительна схема на рис. 23.24, *в*, где блокирование выполнено зубчатым редуктором, для которого допустимая частота вращения больше частоты вращения двигателей.

3. Мощность двух двигателей недостаточна. В этом случае можно использовать третий двигатель (рис. 23.24, *г*) с передачей мощности отдельной трансмиссией на общий вал.

Электродвигатели постоянного тока и реже асинхронные переменного тока блокируют (до четырех) на одну трансмиссию. Это позволяет варьировать мощность, обеспечивать необходимую надежность и снижать маховые массы, что увеличивает гибкость силового привода.

Возможность вала электродвигателя вращаться в любую сторону упрощает конструктивное решение трансмиссии и не требует передачи обратного хода.

В буровых установках для скважин глубиной до 7000 м применяют силовой электромашинный привод постоянного тока лебедки и буровых насосов. В этих случаях лебедка приводится от двух соосно сблокированных электродвигателей постоянного тока мощностью 800 кВт каждый, с номинальной частотой вращения 1100 мин⁻¹ (напряжение 830 В, сила тока 960 А). Буровые насосы имеют индивидуальный привод от таких же элек-

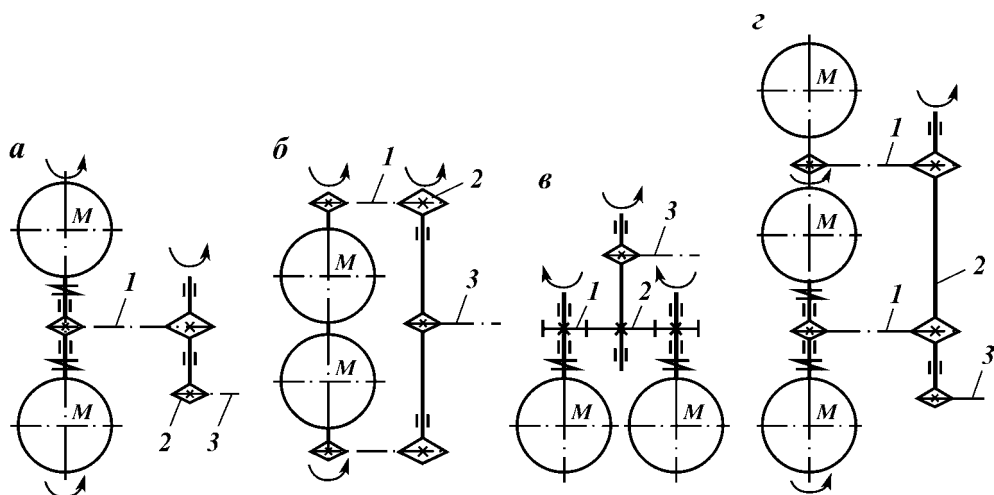


Рис. 23.24. Схемы блокирования электродвигателей:

а — соосное расположение двух двигателей, блокирование общим валом; *б* — соосное расположение, блокирование гибкой связью двух двигателей на трансмиссионный вал; *в* — параллельное блокирование двух двигателей зубчатой передачей; *г* — соосное расположение, комбинированное блокирование; 1 — гибкая связь — цепная или клиноременная передача; 2 — трансмиссионный вал лебедки или насоса; 3 — передача на исполнительный механизм; М — электродвигатель

тродвигателей, с питанием их от шести генераторов, последовательно заблокированных соосно по два и приводимых от трех дизелей.

Электродвигатели постоянного тока большой мощности следует соединять с трансмиссией непосредственно, так как они допускают пуск под нагрузкой. Мощные электродвигатели переменного тока, обладая большой маховой массой якоря, при пуске под нагрузкой требуют больших пусковых токов; при этом возникают большие динамические нагрузки вследствие малого периода разгона. В таких случаях необходимо устанавливать между двигателем и трансмиссией фрикционную муфту, что улучшает пусковые качества. В этих случаях целесообразно применять также электродинамические или гидравлические муфты взамен фрикционных. Эти муфты при скольжении 15–30 % улучшают параллельную работу насосов, и применение их в ряде случаев более рационально, однако все эти устройства усложняют трансмиссию по сравнению с приводом от электродвигателя постоянного тока.

При необходимости передачи больших мощностей между валами для уменьшения массы, размеров и мощности, передаваемой каждой передачей, применяют привод от соосно расположенных, но несблокированных между собой двух электродвигателей, передающих на трансмиссионный вал мощность двумя цепными или клиноременными передачами. Такие конструкции начали применять в связи с созданием электродвигателей с охлаждением. Например, при таком решении удастся в 1,5–2 раза уменьшить массу блока двигатель – насос, установив двигатель под насосом или за ним. Это обеспечивает большую компактность конструкции, что особенно важно при ограниченной площади, например для плавучих буровых установок или установок для кустового бурения. Недостаток такой конструкции — небольшое расстояние между осями валов двигателя и насоса и

почти вертикальное расположение цепной трансмиссии, что снижает ее долговечность.

Пример параллельного блокирования четырех электродвигателей постоянного тока на общий вал привода лебедки приведен на рис. 23.25. Двигатели сблокированы через редуктор с зубчатой шевронной передачей по два с каждой стороны от барабана буровой лебедки. Это конструктивное решение удачное, так как не требуются коробка передач и фрикционные муфты между двигателями и блокирующим редуктором.

Привод от ДВС. В буровых установках, рассчитанных на бурение сравнительно неглубоких скважин (1000–1500 м), рекомендуют применять блок из одного-двух двигателей общей мощностью до 600 кВт. При этом оси ДВС и валов лебедок следует располагать параллельно во избежание применения конических зубчатых передач. В буровых установках для бурения глубоких скважин три или четыре двигателя располагают линейно или группами также параллельно осям валов лебедки. Поперечное расположение более двух двигателей усложняет конструкцию трансмиссии и компоновку оборудования буровой установки.

На рис. 23.26 даны схемы блокирования двигателей, применяемые в силовых приводах. Недостаток схемы с линейным расположением двух двигателей и приводом насоса от общего вала (рис. 23.26, а) – передача всей мощности через привод общего вала насосов. На рис. 23.26, б приве-

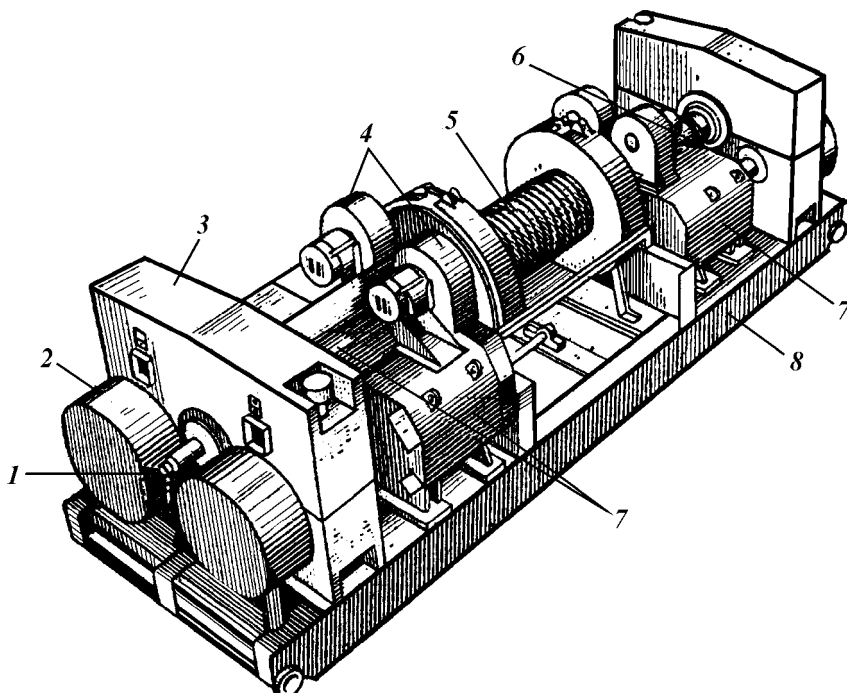


Рис. 23.25. Привод буровой лебедки от четырех электродвигателей постоянного тока мощностью по 750 кВт, сблокированных зубчатыми передачами:

1 – вентиль подачи воды к тормозу лебедки; 2 – инерционный тормоз двигателя; 3 – зубчатый редуктор; 4 – вентилятор охлаждения; 5 – барабан лебедки; 6 – вал барабана лебедки; 7 – электродвигатель постоянного тока; 8 – рама

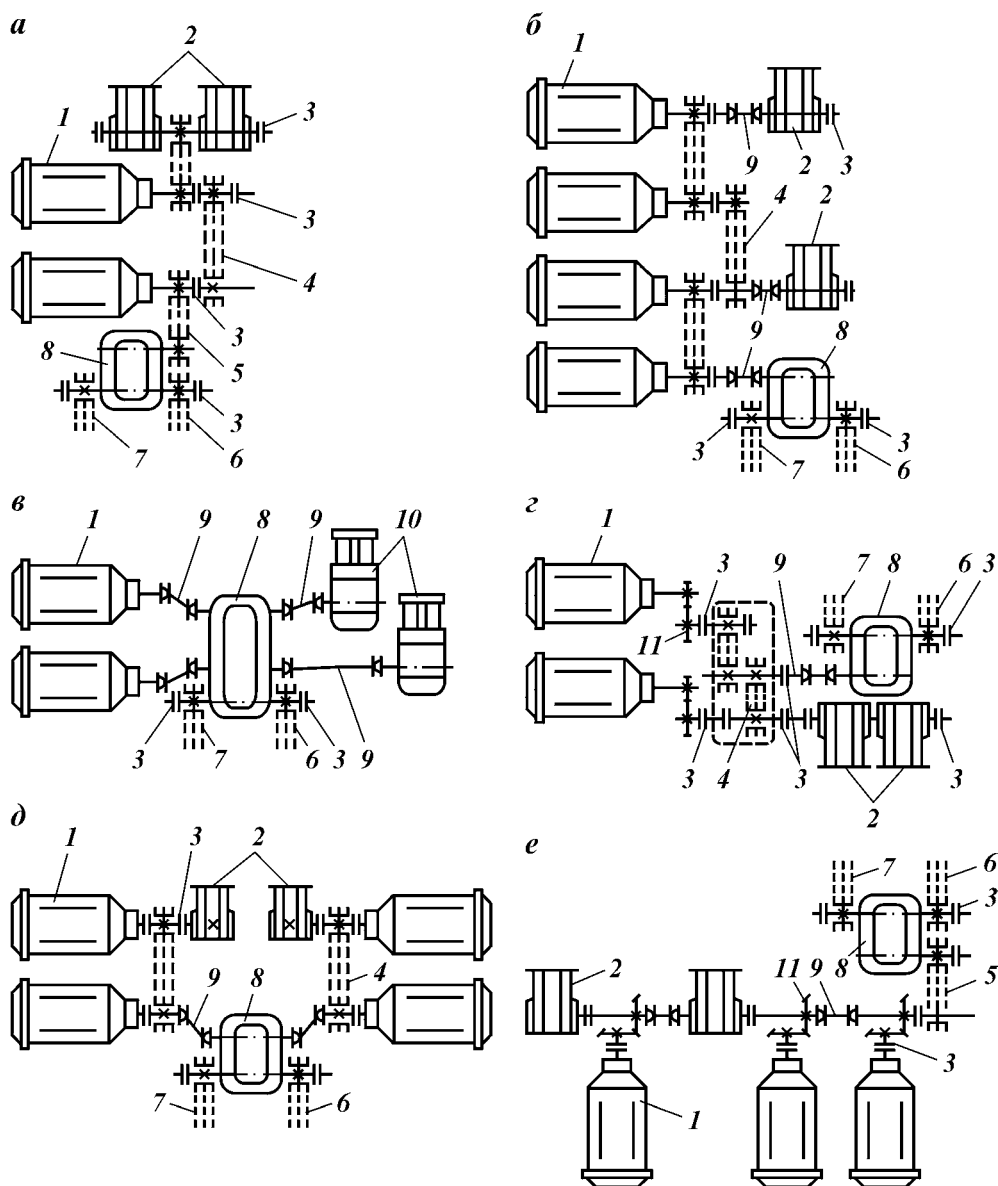


Рис. 23.26. Схемы параллельного блокирования ДВС в групповых приводах:

1 — ДВС; 2 — трансмиссия привода насоса; 3 — фрикционная муфта; 4 — блокирующая трансмиссия; 5 — трансмиссия привода коробки передач; 6, 7 — трансмиссии привода лебедки («быстрая» и «тихая»); 8 — коробка передач; 9 — карданный вал; 10 — буровой насос; 11 — редуктор зубчатый конический

дена аналогичная схема линейного расположения четырех двигателей с раздельный отбором мощности на привод каждого насоса. Привод, выполненный по этой схеме, более маневренный. Такие схемы целесообразно применять в силовых приводах с четырьмя двигателями. При

двух и трех двигателях лучше использовать первую схему, при четырех – вторую.

В мощных установках ДВС лучше блокировать цепными передачами, а в установках небольшой мощности – клиноременными. При желании избежать цепных передач или уменьшить их число силовые блоки выполняют по схемам на рис. 23.26, в и г.

Двигатели можно блокировать карданными и зубчатыми передачами (рис. 23.26, в). При быстроходных ДВС для снижения скоростей движения цепей применяют зубчатые редукторы (рис. 23.26, г), однако это усложняет конструкцию.

По схеме на рис. 23.26, д четыре двигателя сблокированы в виде отдельных двухдвигательных блоков с передачей мощности к коробке карданными валами. В этой схеме двигатели имеют правое и левое направления вращения, что применять не рекомендуют, так как при этом нужны ДВС специального исполнения. В двигателях с одним направлением вращения в одной из блокирующих передач используют зубчатые редукторы или поворачивают двигатели на 180° .

Блокирование двигателей коническими зубчатыми передачами и карданными валами (рис. 23.26, е) можно применять, когда отсутствуют качественные цепи.

Все механизмы силовых приводов для удобства монтажа необходимо монтировать на общей сварной раме из нескольких продольных блоков, соединенных поперечными траверсами.

Во всех рассмотренных схемах можно использовать турбо- и электромуфты или турботрансформаторы.

Блокирующие трансмиссии с электроприводом постоянного тока имеют более простую конструкцию, чем приводы с механическим блокированием ДВС, однако весь комплекс привода не менее сложен.

На рис. 23.27 показана компоновка силового привода с четырьмя ДВС общей мощностью 1000 кВт, сблокированными трансмиссией с втулочно-роликовыми цепями, с отдельным приводом двух насосов клиноременными передачами.

Цепные передачи силовых приводов работают при высоких частотах вращения ($1000\text{--}1200\text{ мин}^{-1}$) и передают большие мощности, в ряде случаев до 2000 кВт на один вал. Для работы в таких условиях цепные передачи необходимо монтировать в жестких сварных герметичных корпусах и обеспечивать обильное смазывание для охлаждения трансмиссии. Такие конструкции требуют точного центрирования валов и двигателей с трансмиссией для обеспечения их соосности.

Для облегчения монтажа двигателей и улучшения работы трансмиссии валы двигателей и трансмиссий следует соединять короткими карданными валами. Последние позволяют передавать большие мощности и значительно упрощать монтаж агрегатов. Использовать клиноременную передачу для блокирования мощных двигателей не рекомендуют, так как это решение не позволяет блокировать одновременно более двух двигателей из-за необходимости периодического смещения их осей для натяжения ремней. Это очень сложно осуществлять в трансмиссиях с числом блокируемых валов более двух.

Все механизмы и блоки с двигателями силового привода следует монтировать на общей раме из нескольких продольных балок, соединенных поперечными траверсами. Раму лучше выполнять сварной из профильного

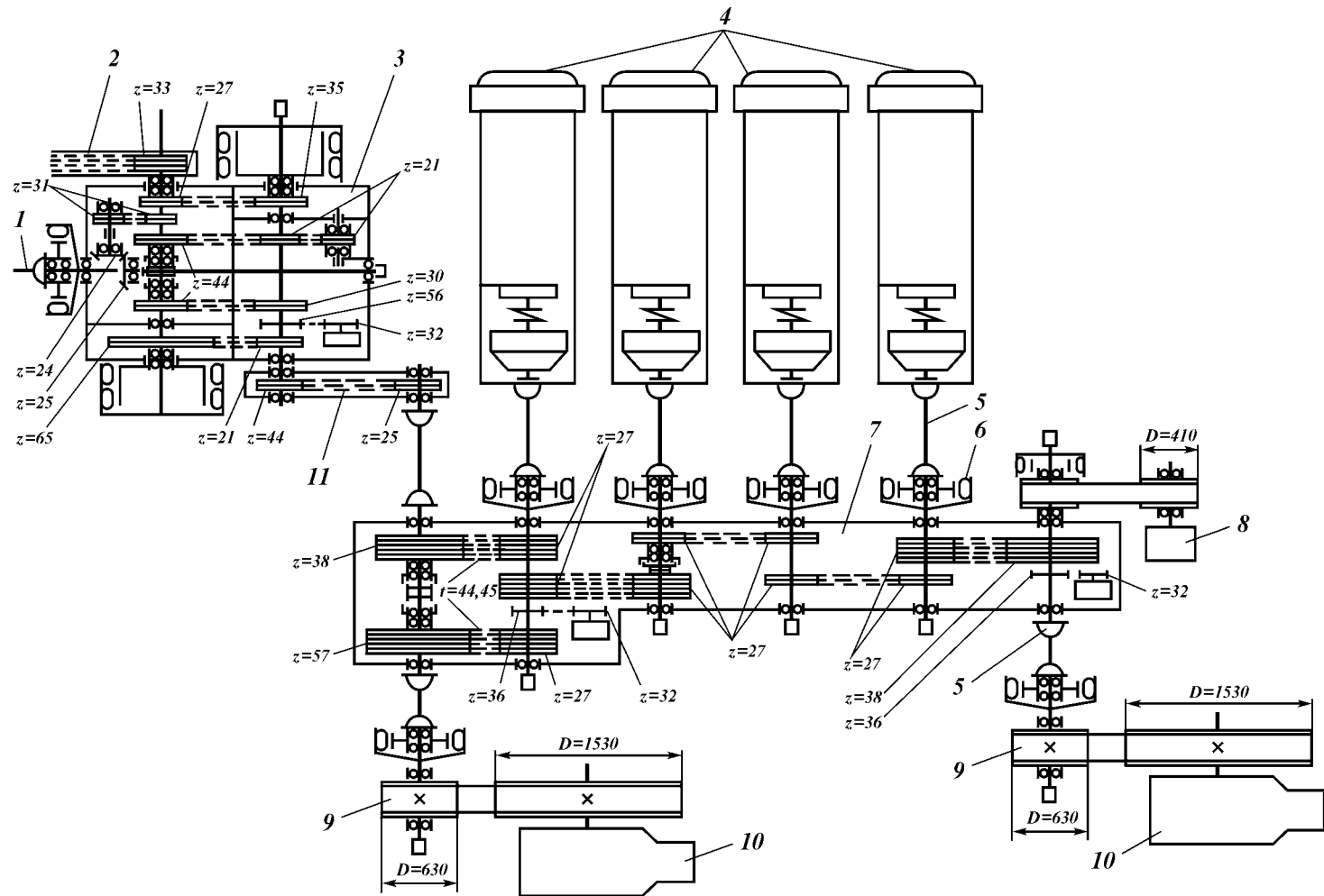


Рис. 23.27. Кинематическая схема четырехдизельного группового силового привода с карданными валами и цепной блокирующей трансмиссией:

1 — вал привода ротора; 2 — трансмиссия лебедки; 3 — коробка передач; 4 — ДВС; 5 — карданный вал; 6 — фрикционная муфта ШПМ-500; 7 — блокирующая цепная трансмиссия; 8 — компрессор; 9 — клиноременная передача привода насосов; 10 — буровые насосы; 11 — цепная трансмиссия привода коробки передач

проката или полосовой стали, а концевые траверсы — из труб. Нижний полз рамы надо загнуть вверх в виде салазок для облегчения погрузки или перевозки волоком по промыслу.

Когда мощность группового дизельного блока недостаточна для привода мощных насосов, применяют индивидуальный привод от ДВС, а иногда и индивидуальный привод ротора.

Комбинированный дизель-электрический привод. Для повышения общего КПД или увеличения мощности дизель-электрического привода в установках его можно выполнять комбинированным (рис. 23.28). В таком

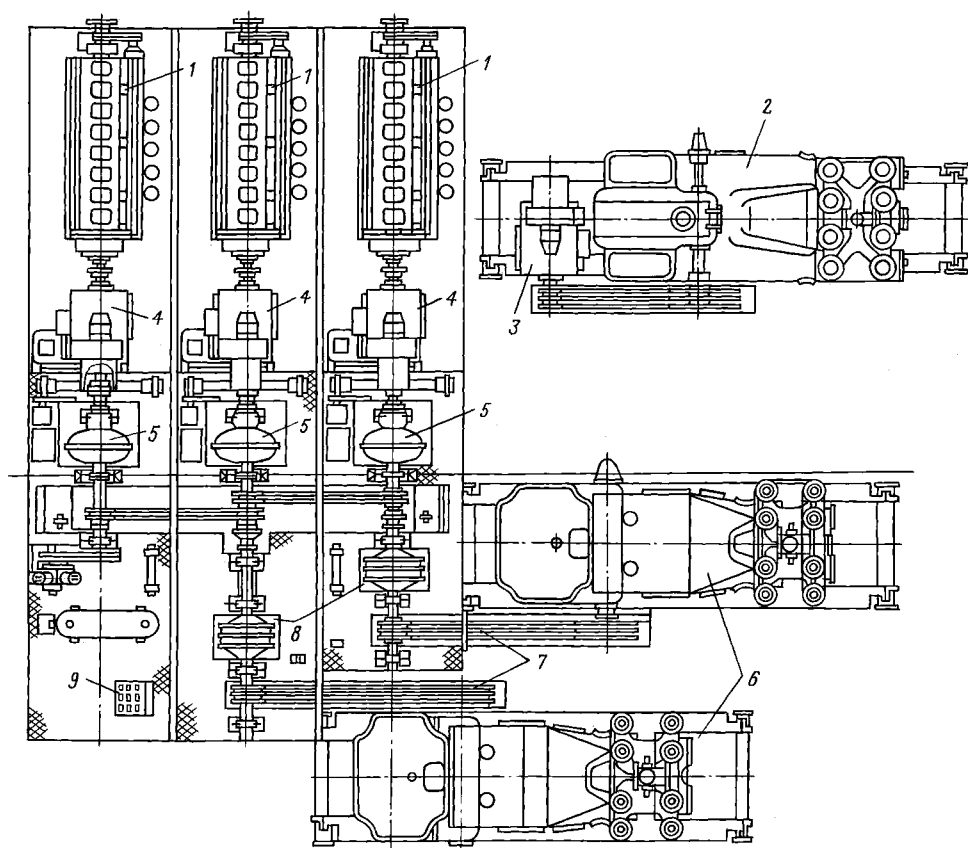


Рис. 23.28. Комбинированный дизель-электрогидравлический привод:

1 — ДВС; 2 — вспомогательный насос; 3 — электродвигатель вспомогательного насоса; 4 — генератор постоянного тока; 5 — турбомуфта; 6 — буровой насос; 7 — цепная трансмиссия насоса; 8 — фрикционная пневмомуфта; 9 — пульт управления

приводе буровые насосы приводятся через турбомуфты от привода, в котором дизели заблокированы цепной передачей. Генераторы мощностью 550 кВт каждый соединены непосредственно с валами дизелей и вращаются с частотой 1050 мин⁻¹. Лебедка, ротор и вспомогательный насос приводятся от электродвигателей постоянного тока, питаемых от этих генераторов. Такая конструкция более сложна, чем прямой привод насосов от электродвигателей, однако по сравнению с полностью электрифицированной установкой позволяет повысить общий КПД.

Ряд технологических преимуществ силовых приводов постоянного тока, большая их надежность в эксплуатации и долговечность делают этот тип привода пригодным для буровых установок всех типов при различных глубинах бурения.

24

ГЛАВА

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

24.1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДАЧИ ДОЛОТА

Под *подачей* долота понимают его вертикальное перемещение на забое, которое осуществляется опусканием ведущей трубы на некоторое расстояние в результате ослабления (оттормаживания) тормоза лебедки.

Не следует смешивать величину подачи, выполняемой сверху бурильщиком или автоматом, с глубиной погружения долота в породу, так как колонна бурильных труб не является абсолютно жесткой системой и в зависимости от возникающих в ней усилий испытывает упругие деформации, компенсирующие разность между подачей и глубиной погружения долота. Таким образом, погружение долота всегда меньше подачи инструмента, и в то же время любое погружение долота происходит только в результате подачи инструмента. В этом органическая связь и принципиальное различие двух указанных понятий.

Подача инструмента, осуществляемая бурильщиком на поверхности, должна быть плавной, непрерывной и обеспечивающей такое удельное давление долота на забой, которое превышало бы сопротивляемость горных пород разрушению и обуславливало наиболее эффективную скорость их разбуривания. Инструмент подается с помощью подъемного механизма — буровой лебедки, оборудованной мощным тормозным устройством и талевой системой.

Автоматизация и механизация буровых работ, помимо того, что они являются основными путями облегчения труда и повышения безопасности, приобретают особое значение в связи с увеличением глубин, роста мощностей буровых двигателей и внедрением форсированных режимов бурения.

В настоящее время в большинстве случаев передача веса инструмента на забой скважины осуществляется бурильщиком вручную. Он должен хорошо знать условия бурения в районе и в соответствии с этим регулировать подачу инструмента. Выдержать равномерность подачи с помощью

тормоза лебедки чрезвычайно трудно. Ручная подача очень утомляет бурильщика, так как ему приходится одновременно внимательно следить за измерительными приборами, напрягать зрение, слух и, держась за ручку тормоза, по физическому ощущению судить о характере работы долота на забое. Мастерство современного бурильщика обуславливается его физической натренированностью. Она приобретает годами и требует своеобразного таланта, особых физических и психических данных.

Равномерная подача в пределах заданного усилия на забой достигается механизированной подачей. При этом должны быть выполнены следующие основные требования:

скорость подачи инструмента должна устанавливаться автоматически в соответствии с крепостью проходимых пород и степенью изнашивания долота;

скорость подачи должна плавно регулироваться в широких пределах от нескольких десятков метров в час при бурении в мягких до нескольких сантиметров в крепких породах;

при остановке гидравлического забойного двигателя, а также при значительных перегрузках двигателя должен быть предусмотрен реверс системы — подъем долота с забоя;

автомат должен быть прост и надежен в эксплуатации.

Все известные системы устройств для подачи долота (УПД) можно разделить на следующие четыре основные группы.

1. Автоматы подачи, работающие в зависимости от выделяемой на бурение мощности.

2. Автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото).

3. Регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс бурильной колонны).

4. Стабилизаторы веса, осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной осевой нагрузки на долото.

Существует ряд конструкций УПД. В последнее время на промыслах России достаточно широко применяют автоматический регулятор типа РПДЭ-3 (регулятор подачи электрический). Он предназначен для поддержания режимов бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями и ротором (при бурении электробуром чаще используют автоматический регулятор типа БАР).

РПДЭ-3 обеспечивает:

поддержание заданного значения осевой нагрузки на долото (нагрузка задается бурильщиком с пульта управления);

поддержание постоянной скорости подъема или подачи бурильной колонны (скорость также задается бурильщиком с пульта управления).

Согласно схеме РПДЭ-3 (рис. 24.1), осевая нагрузка на долото измеряется с помощью электрического датчика 6 и передается на пульт управления 5, где сравнивается со значением P_0 , задаваемым бурильщиком. Разность сигналов ΔP поступает на усилители, установленные в станции управления 1. Усилители действуют на обмотку возбуждения мотор-генератора 2, вращаемого асинхронным электродвигателем с питанием от системы электроснабжения буровой. Генератор 2 питает двигатель постоянного тока 3, установленный на приводе редуктора 4 и соединенный через цепную передачу муфты с подъемным валом лебедки.

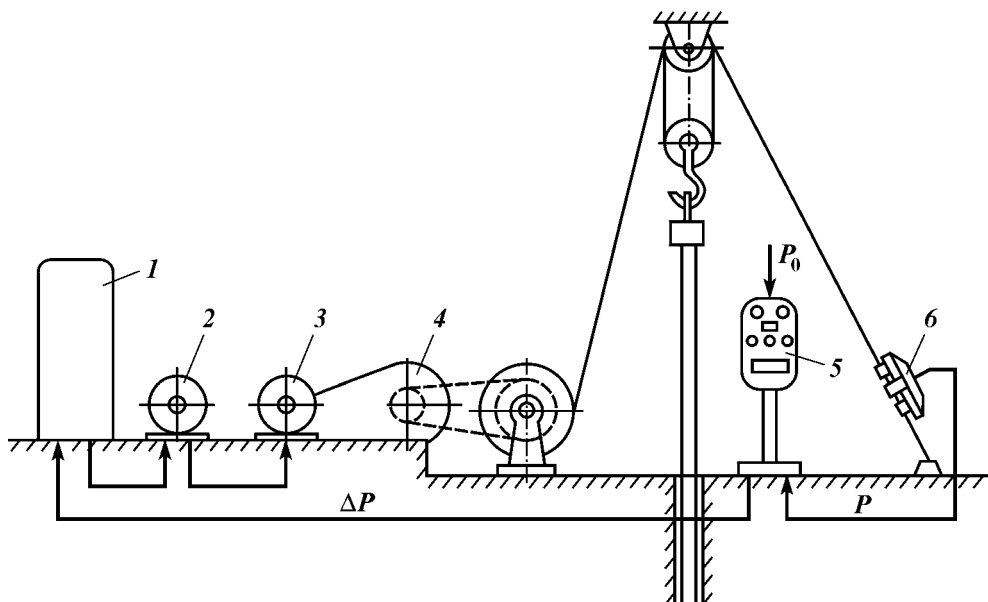


Рис. 24.1. Схема регулятора подачи РПДЭ-3

Режим поддержания заданного значения скорости подачи (или подъема) буровой колонны можно применять для проработки скважины, аварийного подъема бурового инструмента при отказе главного привода и т.п.

Заданная осевая нагрузка на долото автоматически поддерживается с помощью стабилизаторов веса. На промыслах используют стабилизаторы веса типа СВМ (конструкции ВНИИБТ и др.). Их можно устанавливать на буровых лебедках при наличии пневмосистемы с давлением воздуха 0,6 — 0,9 МПа. СВМ (рис. 24.2) состоит из исполнительного пневматического поршневого механизма, соединяемого с рукояткой ленточного тормоза буровой лебедки; пульта управления с электроконтактным манометром и рукоятками для установки осевой нагрузки на долото и значения подачи инструмента за один импульс; механизма обратной связи, соединяемого с барабаном лебедки с помощью фрикционного ролика; соединительного электрического кабеля. Перед включением СВМ в работу по шкале прибора на пульте управления задается значение осевой нагрузки на долото, которое необходимо поддерживать в процессе бурения. СВМ осуществляет импульсную подачу буровой колонны, прерывая или возобновляя ее в процессе бурения, если фактическая нагрузка на долото отличается от заданной более чем на ± 3 кН по гидравлическому индикатору веса. При необходимости бурильщик может в любой момент затормозить лебедку простым нажатием на тормозную рукоятку и тем самым вывести СВМ из действия.

Применительно к типу буровой установки регуляторы подачи долота подразделяют на следующие модификации:

РПДЭ-3-125 (для буровых установок типа Уралмаш 125БД, Уралмаш 125БЭ);

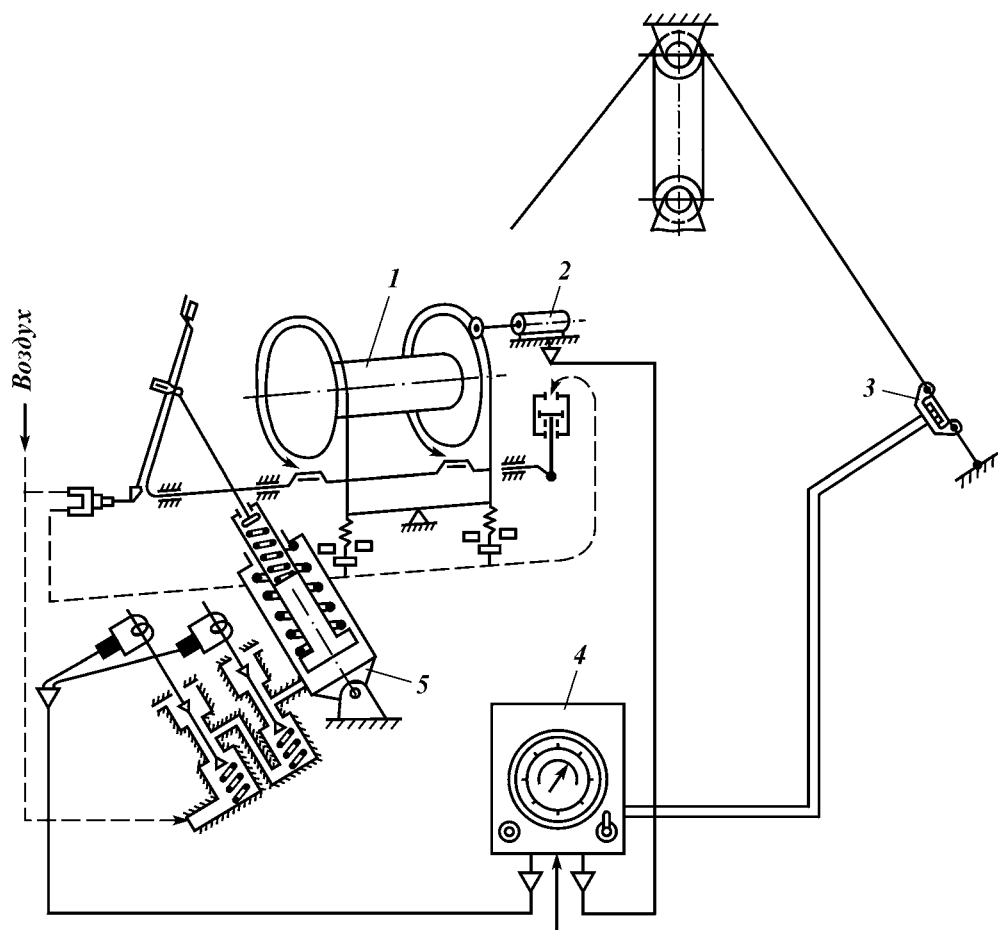


Рис. 24.2. Принципиальная схема стабилизатора веса типа СВМ:

1 — лебедка; 2 — механизм обратной связи; 3 — индикатор веса; 4 — пульт управления; 5 — исполнительный механизм

РПДЭ-3-125/160 (Уралмаш 125ДГ, Уралмаш 125Э, Уралмаш 160ДГ, Уралмаш 160Э);

РПДЭ-3-200 (Уралмаш 200ДГ-111, Уралмаш 200Э);

РПДЭ-3-80/125 (БУ-80БрД, БУ-80БрЭ, БУ-125БрД, БУ-125БрЭ);

РПДЭ-3 (Уралмаш 4Э-70, Уралмаш 3Д-70, Уралмаш 6Э-61).

Основные технические данные регуляторов подачи долота для разных буровых установок приведены в табл. 24.1.

Указанные модификации регуляторов подачи различаются в основном конструкцией силового узла и типом применяемых электрических машин. Упрощенная схема регулятора РПДЭ-3 изображена на рис. 24.3.

Перед монтажом регулятора подачи долота РПДЭ-3 на буровой необходимо подготовить к работе его узлы.

1. Станция управления:

а) проверить правильность установки станции по уровню, отклонение от вертикального положения не должно превышать 5° ; проверить отсутст-

Техническая характеристика регуляторов подачи долота

Показатель	Буровая		
	БУ3200/200*	БУ3200/200ЭУКЗМА	БУ5000/320ДГУ-1; БУ5000/320ДГУ-Т
Мощность электро- двигателя, кВт	55	90	53/55
Номинальная частота вращения вала элек- тродвигателя, мин ⁻¹	1120	1000	
Передаточное число редуктора	31,5	25	50
Максимальное усили- е, развиваемое на канате буровой ле- бедки, кН	1800	2200	
Скорость подачи ин- струмента, м/с	0,02	0,035	0,024
Габаритные размеры, мм:			
длина	1762	2400	2295
ширина	1587	3150	1610
высота	1427	1980	955
Масса, кг	1462	4555	1951

* С дизель-гидравлическим и электрическим (переменного тока) приводами

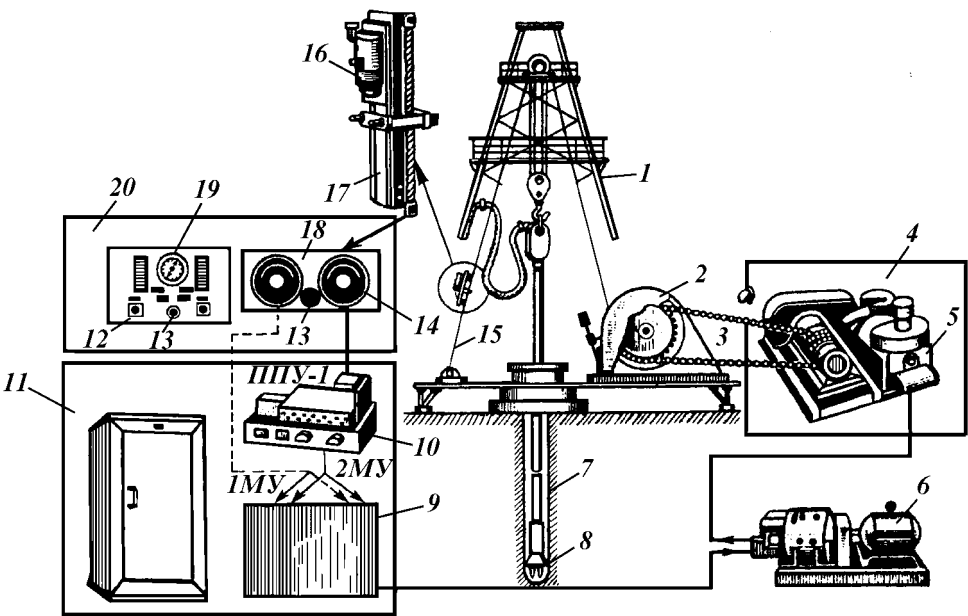


Рис. 24.3. Упрощенная схема регулятора подачи долота РПДЭ-3:
1 — талевая система; 2 — цепная передача; 3 — лебедка; 4 — силовой узел; 5 — исполнительный двигатель; 6 — мотор-генератор; 7 — буровая колонна; 8 — долото; 9 — магнитные усилители; 10 — полупроводниковый усилитель ППУ-1; 11 — станция управления; 12 — переключатель; 13 — рукоятка; 14 — зубчатая передача; 15 — неподвижный конец талевого каната; 16 — рессорный датчик веса типа ДРВ-26; 17 — установка веса; 18 — установка скорости; 19 — прибор V₂; 20 — пульт управления

Таблица 24.1

установка				
БУ5000/320ЭР-О; БУ5000/320ЭУК-Я; БУУНОС320ДЕ	БУ5000/320ЭР	БУ6500/400ЭР	БУ8000/500ЭР	БУУНОС500ДЕ
90			75	90
1000		1180	630	1000
105		50		
3200		3400		
0,027/0,135	0,024	0,02	0,023	
1890	1890	2100	2355	2100
1782	1782	2175	2185	2175
1728	1728	1633	1275	1663
3240	3265	5470	5243	5470

вие вблизи станции источников воды и пара, правильность подвода кабелей (подвод кабелей к станции управления осуществляется через дно около левой и правой боковых стенок);

б) заземлить станцию, для чего присоединить заземляющую шину к станции с помощью специального болта, расположенного внизу на боковой наружной стенке корпуса станции.

2. Электрический блок бурильщика:

а) проверить прочность установки блока на подставке или пульте бурильщика;

б) проверить плавность вращения рукоятки управления сельсинного узла; проверить четкость ограничения угла поворота рукоятки в крайних положениях, соответствующих 0 и 170 делениям по шкале лимба «Вес инструмента»; при показании шкалы лимба «Вес инструмента», равном 85 делениям, показание шкалы лимба «Скорость подачи», отсчитанное по риску смотрового стекла, должно быть равно 0 делений;

в) заземлить электрический блок бурильщика, для чего присоединить заземляющую шину к блоку с помощью специального болта, расположенного на левой боковой стенке блока.

3. Датчик веса ДВР-26 проверяют в стационарных условиях по специальной методике. На буровой необходимо очистить датчик снаружи от грязи и пыли; измерить сопротивление между разделанными кабельными концами; проверить изоляцию разделанных концов кабеля относительно корпуса датчика на 500 В; сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. Указанные действие необходимо выполнять и при использовании датчика ДВ9.

4. Мотор-генератор:

а) удалить обертку с коллектора и щеток генератора ГП, установить

все щетки и обоймы без перекрещивания и перекручивания токоведущих жгутиков; жгутики соседних щеток разобщить; щетки должны быть установлены в обоймы соответственно первоначальному положению (положение притирки), т.е. так, чтобы их зеркало точно совпадало с поверхностью коллектора; проверить правильность работы нажимных устройств щеткодержателей и прилегание к коллектору всех щеток; в случае неполного прилегания отдельных щеток следует шлифовать их поверхность; все дефектные щетки должны быть заменены запасными тех же марок, конструкций и размеров;

б) заземлить генератор ГП и двигатель АДГ.

5. Двигатель ДП готовят к работе так же, как и мотор-генератор.

6. Двигатель вентилятора АДВ:

а) осмотреть двигатель снаружи; очистить его от пыли, грязи, влаги и ржавчины и продуть сухим и чистым воздухом под давлением не более 0,2 МПа;

б) проверить соединение обмоток двигателя в «звезду».

7. Тахогенератор ТПП:

а) проверить узел механического сцепления тахогенератора с редуктором или двигателем (в зависимости от конструкции силового узла), для чего необходимо отвинтить крепежные болты, снять тахогенератор и осмотреть полумуфты на его валу и редукторы (или двигатели), после чего установить их на место;

б) проверить состояние щеток и установку их в обоймах; дефектные щетки должны быть заменены запасными тех же марки, конструкции и размеров.

8. Колодочный тормоз ТКТГ и электрогидравлический толкатель: их подготовку к работе проводят в соответствии со специальными инструкциями; длину хода поршня толкателя устанавливают равной 30 мм; для тормоза ТКТГ-300М длина пружины 206 мм, а для тормозов ТКТГ-200М — 169 мм.

9. Редуктор:

а) очистить ванну редуктора от воды и грязи и залить в картер редуктора масло промышленное в следующем количестве: для редуктора РМ-650 (в установке типа Уралмаш Д25БД и Уралмаш 125БЭ) — 50 л; для редуктора РМ-850 (в установках типа Уралмаш 125ДГ(Э), Уралмаш 160ДГ(Э), Уралмаш 200ДГ-Ш(Э) — 100 л; для редуктора АВ-1000 (в установках типа Уралмаш ЧЭ(ЗД), Уралмаш 6Э — 160 л;

б) удалить консервирующий смазочный материал с подшипников, муфт и звездочки выходного вала редуктора и ролика-укладчика и смазать их смазкой ЦИАТИМ-210 (ГОСТ 6267—74) или смазкой 1—13 жировой (через тавотницы); зубчатую муфту силового узла регулятора для буровых установок Уралмаш 125БД(БЭ) смазать маслом трансмиссионным, авто-тракторным марки «Л»; в муфту залить 4,5 л масла через отверстие в полу-муфте;

в) выверить звездочки выходного вала редуктора и лебедки специальным приспособлением или тонкой струной;

г) проверить крепление редуктора и подшипников к раме силового узла, силового узла к раме (фундаменту) буровой установки, правильность установки и крепления ролика-укладчика; сила прижатия ролика и звездочки должна быть не менее 0,6—0,8 кН;

д) после проверки и крепления силового узла надеть на звездочки си-

лового узла и лебедки цепь и отрегулировать натяжение цепи таким образом, чтобы стрела провисания цепи была в пределах 30—40 мм; запрещается чрезмерное натяжение цепи для всех регуляторов, за исключением РЦДЭ-3-80/125) для этих регуляторов стрела провисания цепи устанавливается в пределах 6—12 мм с помощью специальных натяжных болтов силового узла);

е) смазать цепь маслом трансмиссионным, автотракторным, марки «Л».

10. Узел включения:

осмотреть и смазать узел включения; проверить исправность блокировки, исключающей одновременное подключение к лебедке регулятора и главного привода; проверить пневмосистему управления узлом включения и шинно-пневматические муфты регулятора согласно инструкции по монтажу и наладке пневмосистемы соответствующей буровой установки; кулачковая муфта регулятора должна свободно включаться и отключаться на валу лебедки; после подготовки к работе узлов регулятора необходимо подвести и подключить кабели к электрооборудованию и установить датчик веса на канате.

Установка датчика веса ДВР-26. Датчик веса размещают на неподвижном конце талевого каната над трансформатором ГИВ на расстоянии 1,5—2 м от пола буровой. Перед установкой датчика на канат необходимо отвинтить гайки 2 (рис. 24.4) и снять прокладки 1, 3; затем надеть на канат зажим 11 и прочно закрепить его гайкой 12. После этого необходимо на зажиме 11 смонтировать нижнюю опору датчика 13, надеть прокладки 1, 3 и затянуть гайку 2. При этом необходимо следить, чтобы гайка 2 и гайка, находящаяся с обратной стороны болта (под кожухом 9), занимали примерно одинаковую длину резьбовой части болта. Доступ к внутренним гайкам возможен после снятия шплинта 4, шайбы 5 и валика 6 и поворота кожуха 9, как показано стрелкой, вокруг оси 8. После закрепления датчика необходимо снова вставить валик 6, надеть шайбу 5 и вставить шплинт 4.

В целях удобства монтажа и демонтажа датчика при перетягивании или замене талевого каната рекомендуется датчик дополнительно закрепить с помощью троса 7. Датчик веса на канате должен располагаться так, чтобы исключить возможность задеваний или ударов по нему шлангом. Кабель 10 датчика привязывают (без натяжения) к канату, затем кратчайшим путем спускают под пол буровой и прокладывают его под полом к станции управления. При прокладке следят за тем, чтобы не было повреждений кабеля. По окончании установки датчик закрывают специальным брезентовым чехлом, поставляемым в комплекте с датчиком. Все кабели, подведенные к станции управления и электрическим машинам, закрепляют с помощью специальных скоб. Концы кабелей, подведенные к двигателям АДГ, АДВ и АДТ, тщательно изолируют и закрывают соответствующими крышками.

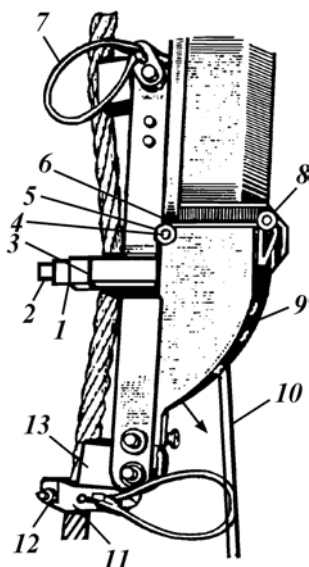


Рис. 24.4. Датчик веса ДВР-26, установленный на канате

На буровой кабели прокладывают по специальным желобам в соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации электрооборудования данной буровой установки.

24.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ СПУСКА-ПОДЪЕМА (АСП)

Для автоматизации спускоподъемных операций бурильного инструмента широко применяют автоматы спуска-подъема типа АСП.

В состав комплекса АСП входят автоматический элеватор, механизм захвата свечи, механизм подъема свечи, механизм расстановки свечей, подсвечники и магазины, подвижный центратор и пульт управления.

Автоматический элеватор, подвешенный к талевому блоку, предназначен для подхвата и освобождения колонны бурильных труб при спускоподъемных операциях. Механизм захвата свечи работает при включении с пульта управления, автоматически захватывая свечу и освобождая ее после установки на подсвечник. Этот механизм состоит из захватного устройства и каретки, которая крепится к скобе стрелы механизма расстановки свечей. Механизм подъема свечи (МПС), служащий для подъема и спуска механизма захвата со свечой при ее переносе, представляет собой блок цилиндров двойного действия с рабочим давлением 0,6–0,9 МПа.

Механизм расстановки свечей предназначен для переноса свечи с центра скважины на подсвечник и обратно со скоростью 0,4 м/с. Он состоит из рамы с тележкой, перемещающейся по направляющим, и стрелы. Привод механизма — от электродвигателей переменного тока мощностью 3,5 кВт каждый. Подсвечник представляет собой металлоконструкцию, разделенную на секции и предназначенную для установки на ней свечей. Для удержания верхних концов свечей в определенном порядке используют магазин, разделенный на секции пальцами. Подвижный центратор перемещается по специальным направляющим канатам и удерживает верхний конец свечи в центре скважины при свинчивании и развинчивании.

Пульт управления всеми механизмами АСП установлен на площадке для обслуживания подсвечника. Пульт имеет сидение для оператора, обогревательное устройство, используемое в холодное время года, и специальное зеркало для наблюдения за работой механизмов и правильной расстановкой верхних концов свечей.

Комплекс механизмов типа АСП обеспечивает:

совмещение во времени подъема и спуска колонны труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи с колонной бурильных труб;

механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к центру, а также захват или освобождение колонны труб автоматическим элеватором.

В табл. 24.2 приведена краткая техническая характеристика комплексов механизмов типа АСП. Для всех указанных механизмов длина свечи составляет 23–29 м; грузоподъемность механизма подъема свечи при давлении воздуха 0,3, 0,7 и 1,0 МПа соответственно равна 25, 58 и 82 кН; мощность электродвигателя для привода тележки и стрелы — 3,5 кВт; диаметры стальных бурильных и утяжеленных труб (соответствуют парамет-

Таблица 24.2

Техническая характеристика комплексов механизмов типа АСП

Показатель	АСП-3М1	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП-3М6
Буровая установка	БУ3200/200	БУ5000/320	БУ6500/400	БУ8000/500
Автоматический элеватор	ЭА-400	ЭА-400	ЭА-400	ЭА-500
Максимальный ход стрелы механизма расстановки свечей, мм	3940	5620	5620	5620
Максимальный ход тележки влево и вправо, мм	2200	2750	3480	3480

рам механизма захвата свечи и автоматического элеватора) — от 89 до 146 и от 108 до 178 мм.

Схема расположения механизмов АСП на буровой показана на рис. 24.5. На кронблочной площадке установлены амортизаторы 14 и верхний блок 8 или поворотный кронштейн 13 механизма подъема, направляющие канаты 9 центратора, магазин 15, нижний блок 11 механизма подъема, центратор 10, механизм расстановки свечей 6, механизм захвата свечей 5, канат 7 механизма подъема. На площадке буровой расположены подсвечник 2, блок цилиндров 1 механизма подъема 5, автоматический буровой ключ 17, ротор 16 с пневматическими клиньями. К талевому блоку подвешен автоматический элеватор 12. Пост АСП 14 размещен на площадке подсвечника. Бурильные свечи 4 устанавливаются на подсвечник.

В табл. 24.3 приведена массовая характеристика узлов, участвующих в работе комплекса механизмов АСП.

АСП рассчитан на работу в комплекте с автоматическим стационарным буровым ключом типа АКБ, пневматическими клиньями ротора ПКР и специальной талевой системой. Он позволяет использовать трубы диаметром — 89 — 146 мм и замки всех типов отечественного производства, а также большинство типоразмеров бурильных труб по стандарту API, принятому в США.

Оборудование комплекса АСП может работать и с утяжеленными бурильными трубами диаметром до 178 мм.

Уралмашзавод выпускает несколько модификаций комплексов меха-

Таблица 24.3

Масса механизмов комплекса АСП, т

Механизм	АСП-3М1	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП-3М6
Подвижный центратор	0,47	0,47	0,52	0,52
Автоматический элеватор		2,07		3,94
Механизм расстановки свечей	4,2	4,8	6,36	6,47
Подсвечник	5,1	6,95	9,6	10,1
Поворотный кронштейн	—		1,7	
Пульт управления	0,18		0,2	

Примечание. Для всех указанных комплектов АСП масса амортизатора с направляющими канатами — 0,6 т, масса механизма захвата свечи — 0,65 т, масса механизма подъема свечи — 0,8 т, масса хомута элеватора — $2 \cdot 0,04 = 0,08$ т.

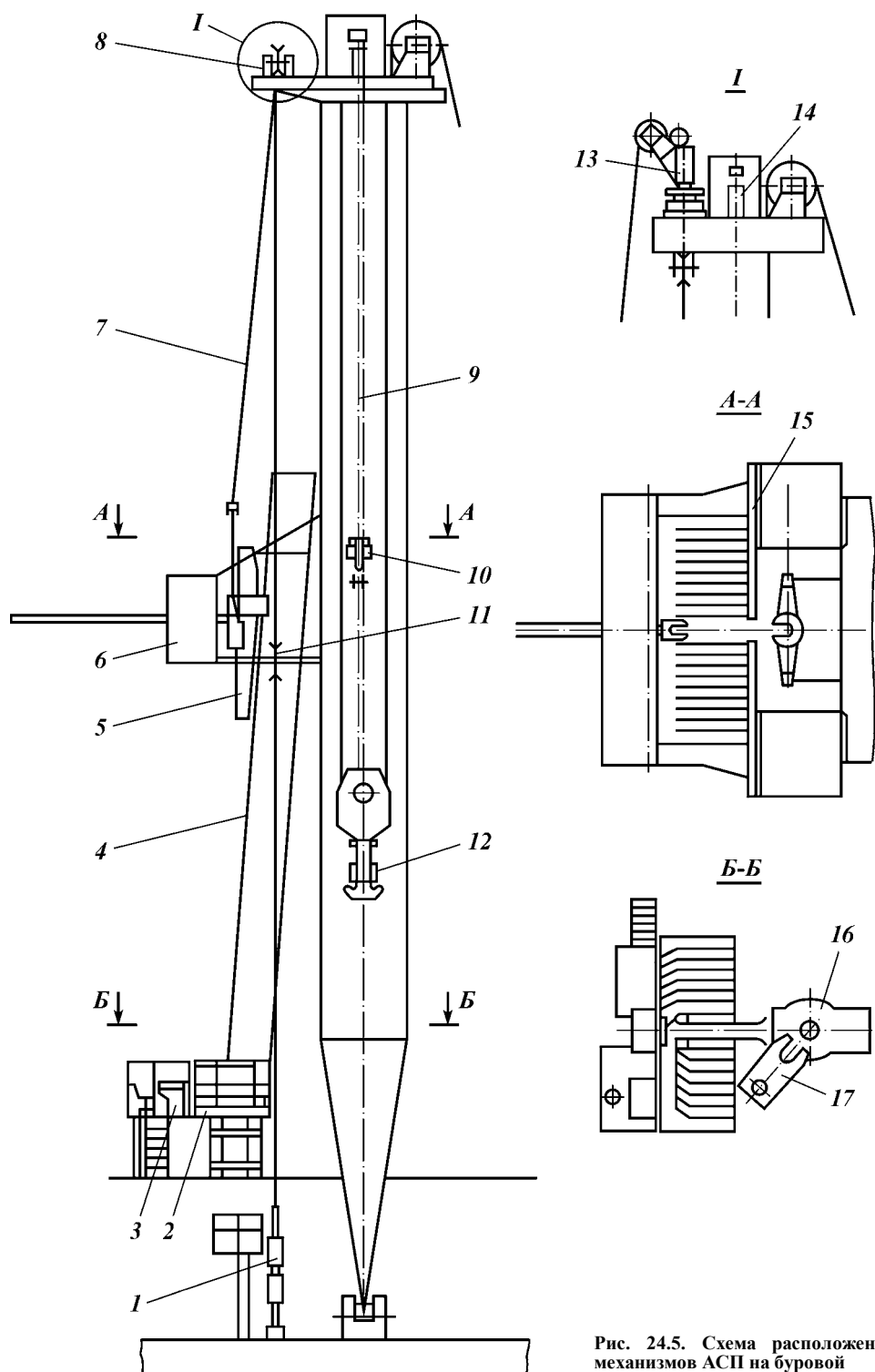


Рис. 24.5. Схема расположения механизмов АСП на буровой

низмов АСП, предназначенных для комплектования буровых установок разных типов с расчетной глубиной бурения от 3000 до 15000 м. Эти модификации различаются по грузоподъемности и емкости магазинов и подсвечников. Их основные данные приведены в технической характеристике.

Пульт управления всеми механизмами АСП установлен на площадке для обслуживания подсвечника. Пульт имеет сидение для оператора, обогревательное устройство, используемое в холодное время года, и специальное зеркало для наблюдения за работой механизмов и правильной расстановкой верхних концов свечей.

Рассмотрим на конкретных примерах функции и характеристики составных частей комплекса механизмов АСП.

Автоматический элеватор ЭА-320 предназначен для автоматического захвата и освобождения колонны бурильных труб в процессе проведения спускоподъемных операций с помощью комплекса механизмов типа АСП, а также для подсоединения к нему вертлюга через специальную подвеску в процессе бурения скважины.

Автоматический элеватор можно применять в комплексе механизмов типа АСП-3М2, АСП-4 и других, в комплект которых входят талевой блок без опорного подшипника и подсвечник, имеющий высоту основания 1200 мм от ствола ротора.

Ниже приведена техническая характеристика автоматического элеватора ЭА-320:

Грузоподъемность, т:	
номинальная	200
максимальная	320
Диаметры применяемых бурильных труб, мм:	
стальные (ГОСТ 631 – 75)	89; 114; 127; 140
легкосплавные	114; 129; 147
Тип приводной рычажной системы	РС-400
Максимальный диаметр замка при максимальном диаметре втулки, мм ..	195
Диаметр сменных втулок, мм:	
минимальный	160
максимальный	200
Способ крепления клиньев	Быстросъемный
Расстояние между зевами скобы, мм	640
Максимальный диаметр штропа, присоединяемого к скобе, мм	95
Габаритные размеры, мм:	
длина	1200
ширина	870
высота	1970
Масса элеватора с 200-мм втулкой без центратора и кольца элеваторного, кг	2475

Автоматический элеватор ЭА-320 поставляется заводом-изготовителем с втулкой диаметром 200 мм, одним комплектом клиньев для бурильных труб диаметром 140 мм и без центратора и кольца элеваторного.

Механизм захвата свечи МЗС-4М предназначен для захвата и удержания свечи во время ее подъема и переноса с центра скважины на подсвечник и обратно, а также для открытия кулачков центратора, подвижного при выносе свечи с центра скважины, при проведении спускоподъемных операций с применением комплекса механизмов АСП. Ниже приведена техническая характеристика МЗС-4М:

Диаметр захватывающих труб в зависимости от номера губки, мм:	
№ 1	89 – 121
№ 2	114 – 146
№ 3	140 – 178
Максимально допустимая масса свечи, кг	6000
Высота подъема свечи, мм	820 – 1165

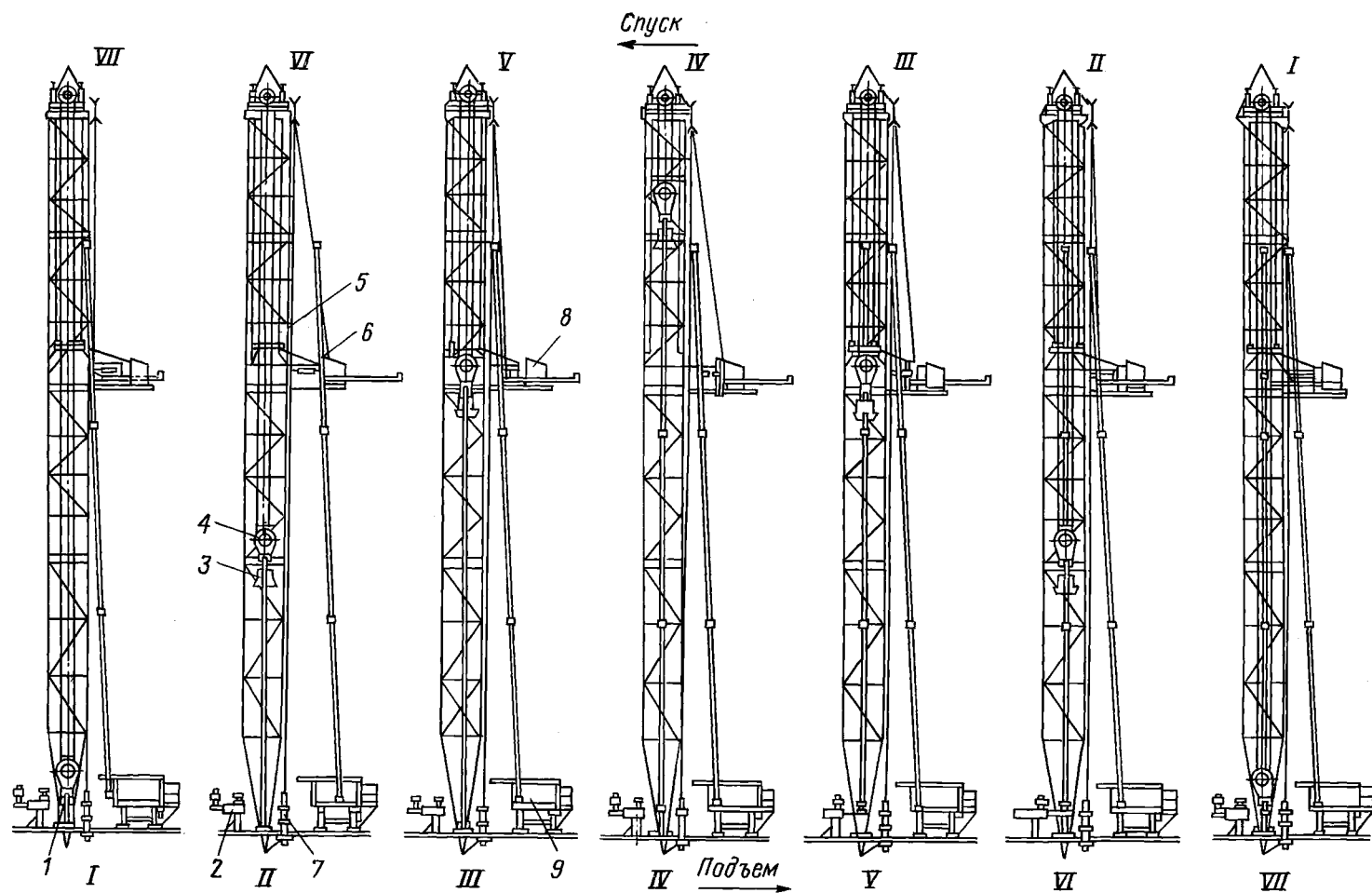


Рис. 24.6. Схема работы комплекта механизмов АСП:
 1 — пневматический клиновой захват; 2 — автоматический буровой ключ; 3 — автоматический элеватор; 4 — талевый блок; 5 — центратор; 6 — механизм захвата; 7 — механизм подъема свечи; 8 — механизм переноса свечи; 9 — подсвечник

Максимально допустимое расстояние установки свечи ниже уровня, с которого она взята, мм	180—200
Блокировка от внецентрового захвата свечи.....	Механическая, секторного типа с защелкой
Масса, кг	645

Механизм подъема свечи предназначен для подъема-спуска механизма захвата свечи со свечей при проведении спускоподъемных операций с применением комплекса механизмов АСП. Ниже дана техническая характеристика этого механизма:

Внутренний диаметр цилиндра, мм	400
Рабочее давление в цилиндре после регулятора давления, МПа	0,4—0,9
Максимально допустимое давление в цилиндре, МПа.....	1,0
Грузоподъемность, кг, при давлении:	
0,4 МПа.....	3700
0,8 МПа.....	7400
Ход поршня цилиндра, мм:	
нижнего	500
верхнего	800
вспомогательного.....	30
Управление	Дистанционное с пульта АСП
Масса, кг	582

Подсвечник. Число свечей, устанавливаемых на подсвечник, выбирают в зависимости от диаметра бурильных труб и типа бурильного замка (табл. 24.4).

Ниже приведена краткая техническая характеристика подсвечника:

Диаметр устанавливаемых свечей утяжеленных бурильных труб (УБТ), мм	114—178
Число секций на подсвечнике	14
Статическая нагрузка, кН:	
на каждое основание подсвечника, не более	900
на подсвечник	1800

СХЕМА РАБОТЫ КОМПЛЕКСА МЕХАНИЗМОВ ТИПА АСП

Последовательность работы механизмов АСП при выполнении спускоподъемных операций показана на рис. 24.6.

Подъем инструмента. 1. Талевый блок находится в крайнем нижнем положении. Клинья опущены и удерживают колонну труб. Ключ АКБ-3М отведен от колонны. Механизм расстановки свечей переносит свечу от центра скважины.

2. Талевой блок поднимает колонну бурильных труб. Клинья подняты, ключ АКБ-3М остается отведенным. Механизм расстановки свечей продолжает переносить свечу от центра скважины.

Таблица 24.4

Данные для выбора числа свечей

Диаметр бурильной трубы, мм	Тип бурильного замка	Число свечей	Суммарная длина свечей, м	Диаметр бурильной трубы, мм	Тип бурильного замка	Число свечей	Суммарная длина свечей, м
114	ЗН-140; ЗШ-146	168	4200	140	ЗН-172; ЗШ-178	140	3500
127	ЗУ-155	154	3850	146	ТБПВ-146	146	3500

3. Талевый блок, продолжая подъем касается центратора и поднимает его. Клинья подняты, ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки устанавливает свечу на подсвечник. Механизм захвата освобождает свечу.

4. Талевый блок поднял колонну на длину одной свечи. Клинья опустились и захватили колонну. Ключ АКБ-3М подводится к колонне. Механизм расстановки передвигает механизм захвата в исходное положение. Центратор находится в верхнем положении.

5. Талевый блок опускается по колонне труб. Клинья опущены и удерживают колонну. Ключ АКБ-3М отвинчивает свечу. Механизм расстановки передвигает механизм захвата к центру скважины. Центратор опускается в исходное положение, центрируя свечу.

6. Талевый блок продолжает опускаться. Клинья остаются опущенными. Ключ АКБ-3М продолжает отвинчивать свечу. Механизм захвата подводится к очередной свече.

7. Талевый блок находится в нижнем положении. Клинья остаются опущенными. Ключ АКБ-3М отведен от колонны. Механизм захвата посредством механизма подъема захватывает свечу и выводит ее из центра и талевого блока.

Спуск инструмента. 1. Талевый блок находится в нижнем положении. Клинья опущены и удерживают колонну труб, ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки свечей устанавливает свечу в центре скважины. Механизм захвата освобождает свечу.

2. Талевый блок поднимается по колонне. Ключ АКБ-3М начинает свинчивать свечу. Механизм расстановки перемещает механизм захвата от центра скважины за очередной свечой. Клинья опущены и удерживают колонну. Верхний конец свечи удерживается кулачками центратора.

3. Талевый блок продолжает подниматься по колонне и касается центратора. Ключ АКБ-3М заканчивает свинчивание. Клинья опущены и удерживают колонну. Механизм расстановки свеч продолжает движение от центра скважины.

4. Талевый блок поднялся на длину свечи. Элеватор захватил колонну и приподнял ее, клинья подняты. Ключ АКБ-3М отводится в исходное положение. Механизм расстановки подводит механизм захвата к очередной свече на подсвечнике. Центратор находится в крайнем верхнем положении.

5. Талевый блок опускает колонну. Центратор опускается в нижнее положение. Клинья подняты, ключ АКБ-3М отведен. Механизм захвата посредством механизма подъема захватывает очередную свечу. Механизм расстановки выносит свечу из подсвечника.

6. Талевый блок продолжает опускать колонну. Клинья подняты, ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки движется со свечей к центру скважины.

7. Талевый блок опустил колонну в крайнее нижнее положение. Клинья опущены и удерживают колонну труб. Ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки свечей продолжает движение со свечей к центру скважины.

24.3. БУРОВОЙ КЛЮЧ АВТОМАТИЧЕСКИЙ СТАЦИОНАРНЫЙ

Автоматически стационарный буровой ключ АКБ-3М2 предназначен для свинчивания и развинчивания буровых и обсадных труб в

процессе спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Ниже приведена техническая характеристика ключа АКБ-3М2:

Диапазон работы ключа, мм:	
для труб с бурильными замками	108–216
для обсадных труб	114–194
Допустимый износ бурильных замков, мм	9
Частота вращения трубозажимного устройства (при давлении воздуха на входе в пульт 1 МПа), мин ⁻¹ :	
максимальная	84
минимальная	80
Номинальный крутящий момент, кН·м	12,0
Максимальный крутящий момент, кН·м:	
при развинчивании	50
при завинчивании без докрепления	18
при завинчивании с одним докреплением	25
Длина хода блока ключа, мм	1000
Давление воздуха в сети (около пульта управления), МПа	0,7–1,0
Расход воздуха на один цикл работы, м ³	1,2
Габаритные размеры, мм:	
ключа	1655×1013×2388
пульта управления	750×415×1300
Масса ключа, кг	2800

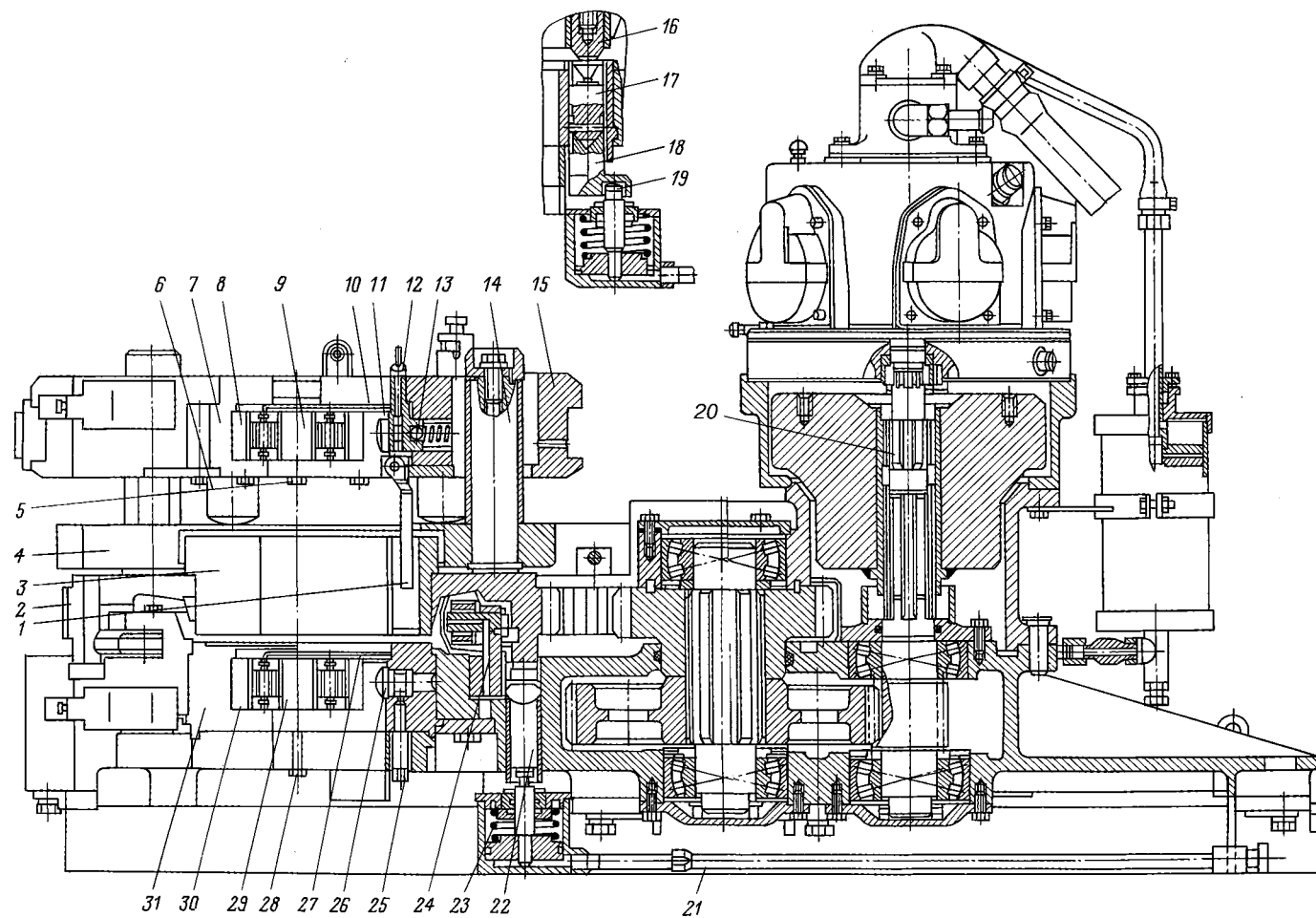
Привод трубозажимного устройства осуществляется от пневматического поршневого двигателя, привод остальных механизмов – от пневматических цилиндров диаметром 100, 120 и 170 мм. Управление ключом – дистанционное, с пульта управления.

Автоматический стационарный буровой ключ состоит из трех основных узлов: блока ключа, колонны с кареткой и пульта управления. Блок ключа (рис. 24.7) является основным механизмом, выполняющим операции завинчивания и развинчивания бурильных труб. Блок ключа представляет собой корпус, на котором смонтировано трубозажимное устройство, понижительный редуктор, пневмодвигатель, маховик, цилиндр зажима челюстей, блок цилиндров и пневмомасленки.

Блок ключа внизу имеет направляющие полозья, на которых он перемещается вдоль каретки под действием пневматических цилиндров двойного действия. Благодаря такому устройству блок ключа может подводиться или отводиться от бурильной трубы (центра скважины).

Трубозажимное устройство в основном состоит из верхнего «плавающего» корпуса 15 с зажимным приспособлением 9, нижнего зажимного приспособления 29 вмонтированного в корпус редуктора, разрезной шестерни 2 с втулкой 3, храповика и промежуточного диска 4 с тремя ведущими пальцами 14.

Трубозажимное устройство и корпус ключа в передней части имеют вырезы для прохода бурильной трубы. Каждое верхнее и нижнее трубозажимное приспособление состоит из пары сменных челюстей 8, 30, которые вставляются в челюстедержатели 7, 31 и удерживаются в них дугообразными пружинами 10, 27 и болтами 5, 28 вкладышей со спиральной поверхностью. Вкладыши устанавливают по две пары в каждый корпус, причем в нижний корпус вмонтированы две пары вкладышей со спиральной поверхностью, а в верхний корпус трубозажимного устройства – две пары унифицированных (утолщенных) вкладышей 39, спиральные поверхности которых образуют при завинчивании угол 7°, а при развинчивании 9°. Челюстедержатели 7, 31 из своего начального положения могут проворачиваться на некоторый угол относительно своих корпусов; при этом челюсти



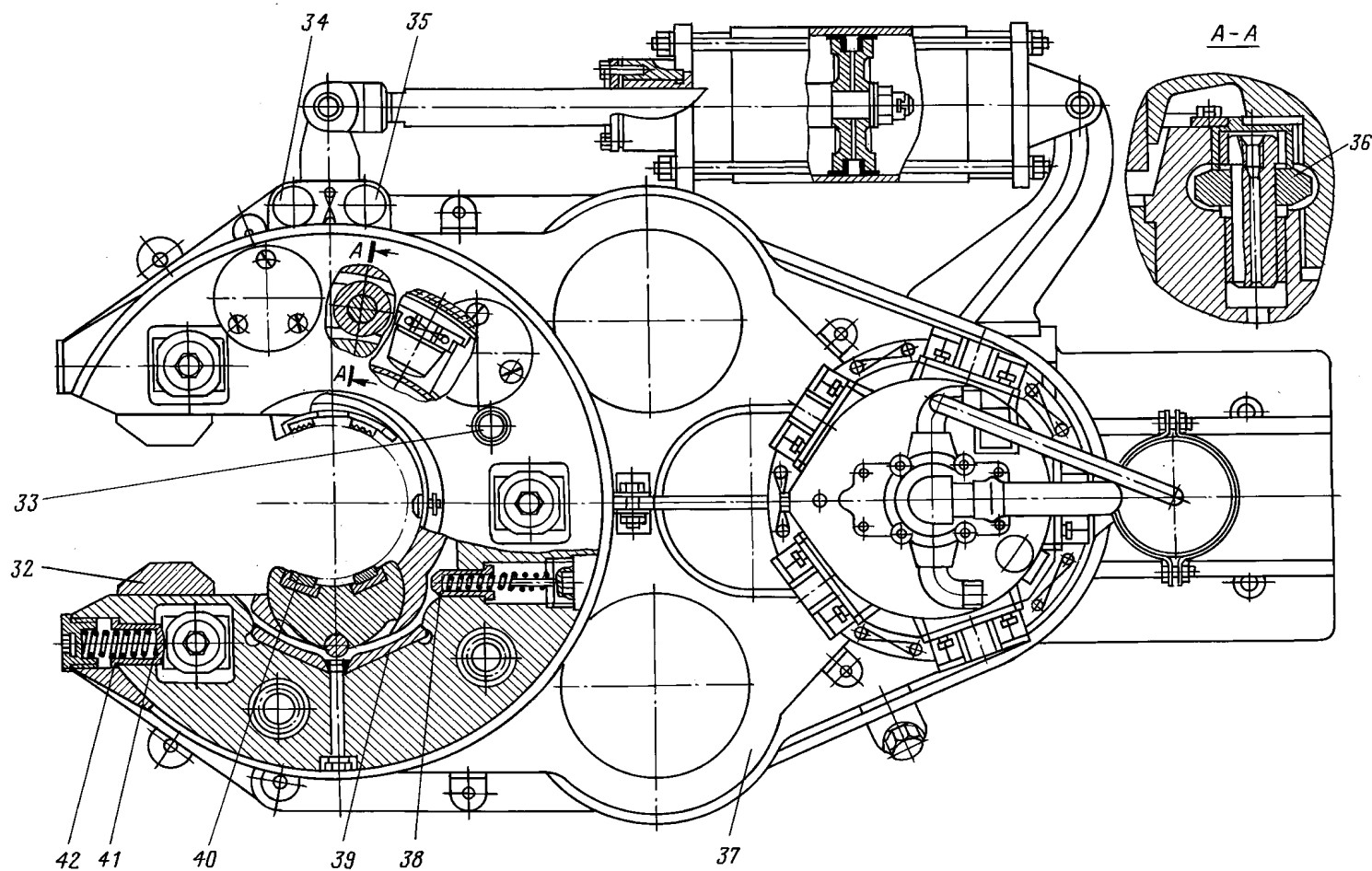


Рис. 24.7. Блок ключа

8, 30, скользя по спиральной поверхности вкладышей, сближаются и зажимают замок (трубу).

Для надежного сцепления с замком (трубой) челюсти имеют вставные сухари 40 с насечкой. При изменении диаметра бурильного инструмента проводится замена рабочих элементов ключа – челюстей 8, 30 и упоров 11, 26 в соответствии с новыми размерами.

Поворот нижнего челюстедержателя 31 осуществляется от пневматического цилиндра двойного действия, шток которого шарнирно связан с поводком нижнего челюстедержателя.

Поворот верхнего челюстедержателя осуществляется с помощью храпового устройства, представляющего собой пару храповиков 16 и 17, установленных во втулке 3 и нижнем челюстедержателе 31. Храповик 16 является неподвижным, храповик 17 выдвигается штоком 19 блока цилиндров в момент зажима челюстями бурильного замка.

Верхний челюстедержатель имеет хвостовик 1, свободно входящий в паз втулки 3. При вращении разрезанной шестерни в момент упора неподвижного храповика 16 в храповик 17, выдвинутый штоком 19, происходит кратковременная остановка втулки 3 и связанного с ней хвостовика 1 верхнего челюстедержателя 7. В результате дальнейшего вращения верхнего корпуса относительно неподвижного челюстедержателя 7 замок зажимается.

Для установки и фиксации верхнего челюстедержателя в среднем (нейтральном) положении при холостом вращении верхнего корпуса относительно трубы челюстедержатель подпирается двумя бойками 38 и стопорится шариковым фиксатором 13. Быстрая и точная остановка вращающихся частей трубозажимного устройства в нейтральном положении по окончании свинчивания или развинчивания для последующего отвода ключа от трубы осуществляется специальным устройством. Это устройство состоит из штока совмещения 22, который под действием поршня блока цилиндров выдвигается вверх и заскакивает в гнездо разрезной шестерни, останавливая вращающиеся части устройства. Для смягчения удара и предохранения деталей от поломок верхняя часть штока совмещения с двух сторон имеет скосы. Такие же скосы имеются и в гнезде шестерни. Шток совмещения может включаться только при вращении на малых оборотах, что предусмотрено конструкцией пульта управления. Для совмещения разрезной шестерни включение пневмодвигателя осуществляется в сторону освобождения челюстей.

Блок цилиндров имеет два поршня, один из которых соединен со штоком 18 храпового устройства включения верхних челюстей, а другой – со штоком совмещения 22. Поршни обоих цилиндров при выключении цилиндров из работы опускаются под действием собственного веса и пружин 23. Для спуска конденсата каждый цилиндр имеет спускную пробку. Чтобы устранить компрессию полости цилиндров, верхние части сообщаются между собой посредством специального отверстия. Сжатый воздух подводится и отводится по трубкам 21.

Верхний корпус трубозажимного устройства удерживается на некотором расстоянии относительно промежуточного диска четырьмя стаканами 30. При свинчивании верхний корпус сжимает пружины стаканов и опускается. При развинчивании верхний корпус поднимается, удерживаясь на замке (трубе) за счет сжатия трубы челюстями. Верхний корпус может также перемещаться в горизонтальной плоскости в двух направлениях от-

носительно разрезной шестерни. Одно перемещение осуществляется за счет зазоров между ведущими пальцами и овальными окнами корпуса, а другое, перпендикулярное к первому, – за счет зазоров между двумя пальцами разрезной шестерни и окнами промежуточного диска. Благодаря такой конструкции верхний корпус самоустанавливается по бурильному замку (трубе).

В передней части верхнего корпуса вмонтированы два толкателя 41 с пружинами 42, с помощью которых верхний корпус поджимается к бурильному замку (трубе) упором 11, центрируя верхний корпус относительно бурильного замка (трубы). Для самоцентрирования блока ключа при подводе его к трубе в передней части зева ключа на нижнем и верхнем корпусах устанавливают четыре накладки 32 для работы с замками размером 146–155 мм и специальную накладку для работы с замками размером 108–118 мм. При работе с замками размером более 155 мм эти накладки снимают.

Для непрерывной передачи вращения разрезную шестерню соединяют двумя промежуточными шестернями редуктора. Разрезная шестерня центрируется десятью роликами 36 и опирается на пять конических подпоров, вмонтированных в корпус редуктора. Все остальные шестерни редуктора вращаются на роликоподшипниках. Наружные шестерни закрыты защитными кожухами 37.

На ведущем вале редуктора посажен маховик. Маховик введен в конструкцию в целях увеличения крутящего момента, обеспечивающего раскрепление и закрепление резьбового соединения труб (замков), а также для сообщения трубе более равномерной частоты вращения.

При свинчивании и развинчивании труба вращается благодаря пневмодвигателю. Коленчатый вал двигателя соединяется с ведущим валом редуктора через маховик и шлицевый валик 20.

Колонна ключа с кареткой (рис. 24.8) состоит из пяти частей: каретки 11 двух пневматических цилиндров 5, колонны 3, тумбы 1 и домкрата 12. В верхней части каретки имеются свободно установленные на неподвижных осях тумбы 1 ролики 10, являющиеся нижней опорой ползьев блока ключа. Роль направляющих выполняют четыре Г-образных бронзовых вкладыша 9, одновременно являющихся верхней и боковой опорами ползьев блока ключа. Каретка свободно вращается на верхней части колонны, и ее положение при работе ключа фиксируется чекой 8. Смещение каретки вдоль колонны ограничено пальцем 13, свободно установленным в бобышке каретки и связанным с последней шплинтом. Плоский конец пальца 13 находится в кольцевой проточке колонны 3. С двух сторон к каретке жестко прикреплены пневматические цилиндры подвода-отвода блока ключа двустороннего действия (рис. 24.9). Цилиндры имеют с обеих сторон пневматические амортизаторы, предназначенные для плавной остановки ключа в крайних положениях. Степень амортизации регулируется иглами 1, 3 за счет изменения проходного сечения каналов. На крышках цилиндра имеются спускные пробки 2.

Оба штока цилиндра подвода-отвода шарнирно соединены с проушинами блока ключа с помощью подвесок. Для установки ключа на разной высоте колонна имеет возможность вертикального перемещения в основании, при этом каждое ее положение по высоте фиксируется валиком. Для бесступенчатого регулирования ключа по высоте при работе с элеваторами имеется домкратное устройство с длиной хода винта 150 мм.

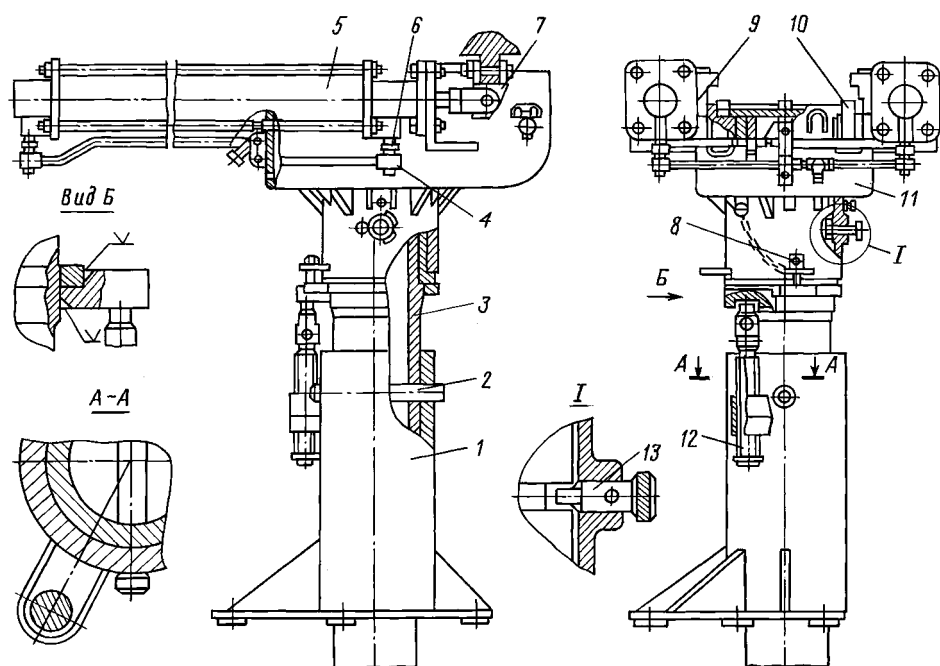


Рис. 24.8. Колонна ключа с кареткой:

1 — тумба; 2, 7 — дугообразные пружины; 3 — колонна; 4, 6 — челюстедержатели; 8 — чека; 9 — вкладыш; 10 — ролик; 11 — каретка; 12 — домкрат; 13 — палец

Управление работой при завинчивании или развинчивании буровой колонны в процессе спуска-подъема инструмента осуществляется поочередным включением в работу механизмов ключа. Прежде чем начать работу ключом, буровая колонна должна быть посажена на клинья (элеватор); при этом замок, предназначенный к завинчиванию или развинчиванию, должен находиться на уровне нижних и верхних челюстей. После этого приступают к выполнению следующих операций: подвод ключа к трубе, зажим нижними челюстями бурового замка, завинчивание или развинчивание бурового замка, совмещение трубозажимных устройств, освобождение нижних челюстей и отвод ключа от трубы.

Вращение трубозажимного устройства блока ключа — от пневмодвигателя через редуктор. Каретка свободно вращается в верхней части колонны, ее положение при работе фиксируется. Каретка с блоком ключа может перемещаться вдоль колонны по высоте. Нижней частью ключ жестко крепится к основанию буровой.

Дистанционное управление работой ключа обеспечивает пульт.

Ключ буровой автоматический стационарный АКБ-3М2.Э2 с двухскоростным электроприводом вращателя разработан на базе ключа АКБ-3М2. Область применения, диапазон свинчивания и развинчивания соединений буровых и обсадных труб в процессе спускоподъемных операций для обоих указанных ключей аналогичны.

Основными узлами ключа АКБ-3М.Э2 являются блок ключа, колонна с кареткой и пульт управления. Ключ снабжен также системой обогрева (в зимний период) пневматических устройств.

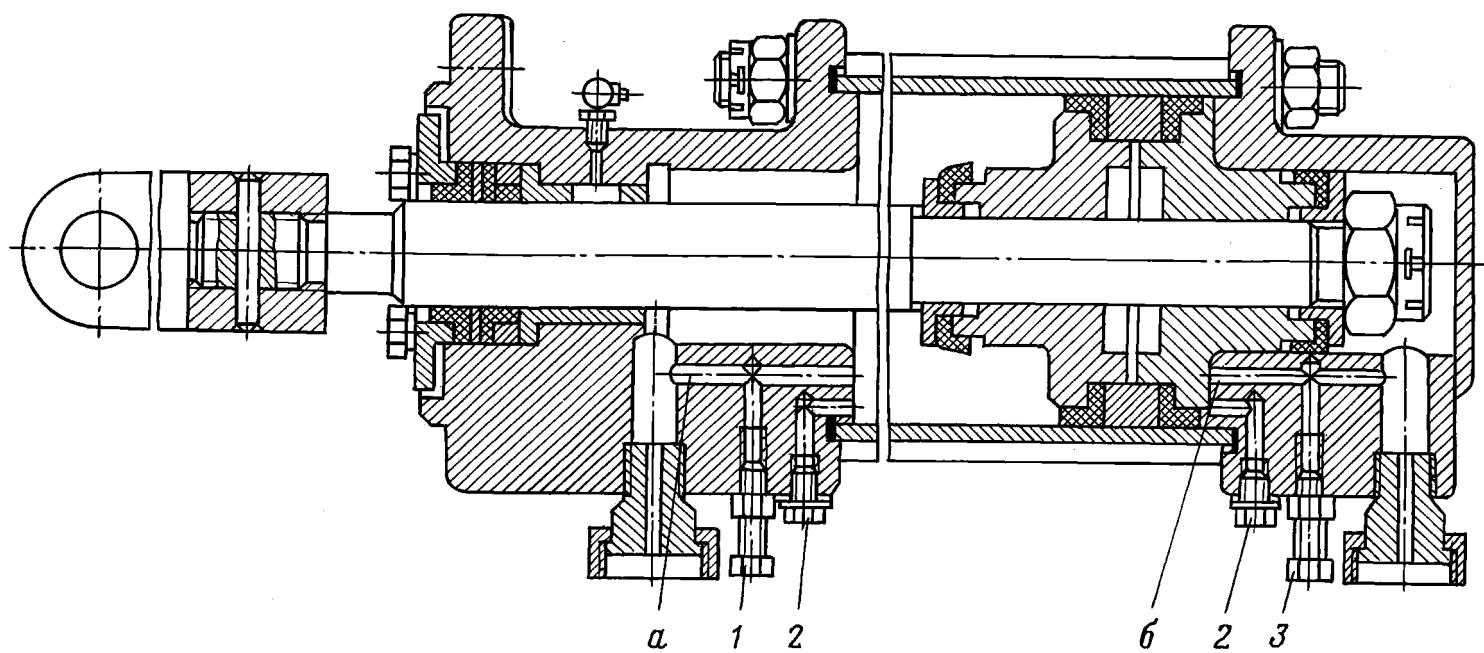


Рис. 24.9. Пневматический цилиндр двустороннего действия

Ключи буровые автоматические стационарные с гидроприводом КБГ и КБГ2 предназначены для механизации свинчивания-развинчивания бурильных, утяжеленных, обсадных, насосно-компрессорных труб и долот с контролем и автоматическим ограничением крутящего момента, а также для механизации наращивания бурильной колонны через дополнительный шурф разборки забойных двигателей на буровой. Их применяют на буровых установках со всеми типами встроенных в ротор клиновых захватов, в любых климатических условиях.

Буровой ключ КБГ2 состоит из механизма позиционирования, закрепленного на основании буровой, смонтированных на нем вращателя и стопорного ключа, а также пульта управления и силовой установки.

Вращатель – механизм, передающий крутящий момент на замок, выполняющий операции свинчивания-развинчивания. Защита резьбовых соединений от перегрузок обеспечена установкой датчика момента.

Стопорный ключ служит для удержания колонны от поворота, компенсации осевой нагрузки на резьбу от веса труб.

Вращатель со стопорным ключом могут плавно подниматься, опускаться и удерживаться на любом уровне механизма позиционирования, а также отводиться в сторону от центра скважины. Максимальный угол поворота ключа вокруг механизма позиционирования – 120°.

С пульта осуществляется дистанционное управление всеми механизмами ключа. Силовая установка компактно выполнена в виде отдельного блока.

Модульное исполнение трубозажимного устройства предусматривает возможность поставки ключа:

Таблица 24.5

Техническая характеристика автоматических стационарных буровых ключей для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин

Показатель	Тип бурового ключа			
	АКБ-3М2	АКБ-3М2.Э2	КБГ	КБГ-2
Условный диаметр захватываемый труб, мм:				
насосно-компрессорных бурильных	— 108–216	—	89–299	48–508
обсадных	114–194			
Максимальный крутящий момент, кН·м	30,0		65,0	90,0
Частота вращения трубозажимного устройства, мин ⁻¹	0–105	36–72	0–80	
Приводная мощность, кВт	13,0		15,0	
Тип привода	Пневматический	Электрический	Гидравлический	от электросети
Давление, МПа, не более:				
в гидросистеме	—	—	32,0	
в пневмосистеме	0,7–0,98	0,7–0,9	—	
Габаритные размеры, м:				
ключа (в сборе с механизмом позиционирования)	1730×1013×2380	1730×1020×2700	1930×990×3475	2065×1050×3300
пульта управления станции управления (силовой установки)	770×430×1320	790×430×1320 700×650×1600	570×690×1650 1550×1150×1250	570×690×1650 1670×1150×1300
Масса ключа в собранном виде, кг	2700,0	3300,0	3700,0	4100,0
Примечание. Изготовитель ключей указанных типов — АО «Ижнефтемаш».				

в комплекте с двумя трубозахватами на диапазон диаметров 48–508 мм;

в комплекте с трубозахватом на диапазон диаметров 48–340 мм;

в комплекте с трубозахватом на диапазон диаметров 341–508 мм.

Технические данные буровых автоматических стационарных ключей приведены в табл. 24.5.

24.4. ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ КЛИНОВОЙ ЗАХВАТ

Пневматический клиновой захват предназначен для механизированного захвата и освобождения бурильных и обсадных труб при спускоподъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Захват состоит из корпуса, в котором смонтированы два вкладыша с центратором; четырех клиньев в сборе с державками, установленными на верхних концах направляющих пневматического цилиндра для подъема и опускания клиньев с помощью рычага и крана управления направляющих планок, связанных между собой кольцом (рис. 24.10).

Управление – дистанционное с помощью педального крана, расположенного у поста бурильщика. Благодаря работе с захватом ускоряются спускоподъемные операции, механизмуется труд буровой бригады, обеспечивается безопасность работы.

По сравнению с элеватором пневматический клиновой захват значительно облегчает и ускоряет спускоподъемные операции, поэтому на практике преимущественно распространены роторы, оснащенные пневматическим клиновым захватом (ПКР).

Пневматический клиновой захват ПКР-560 (рис. 24.11) состоит из втулки 5, двух конических вкладышей 4, клиньев 2 с плашками 9. Втулки и вкладыши неподвижны относительно стола, а клинья с плашками могут перемещаться по наклонным пазам вкладышей. При перемещении вниз клинья скользят по наклонным пазам вкладышей и сближаются в радиальном

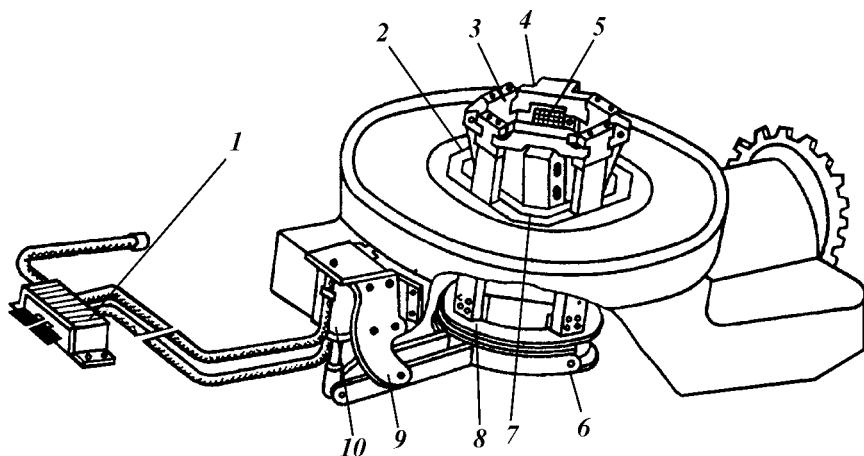
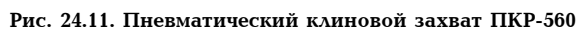


Рис. 24.10. Схема пневматического клинового захвата:

1 – кран управления; 2 – корпус; 3 – планка; 4 – державка в сборе; 5 – клин; 6 – рычаг; 7 – вкладыш; 8 – кольцо; 9 – кронштейн; 10 – цилиндр управления



направлении. Под действием радиального усилия, возникающего в клиньях от собственного веса колонны, плашки зажимают трубу и колонна удерживается в роторе. Для освобождения зажатой трубы клинья перемещаются вверх одновременно с колонной труб, поднимаемой крюком.

Привод клинового захвата осуществляется с помощью пневматического цилиндра 11, закрепленного на кронштейне станины 12 ротора. Шток пневматического цилиндра соединен с коротким плечом рычага 10. Длинное плечо рычага, конец которого имеет вилкообразную форму, надевается на ролики 8 кольцевой рамы 7, с которой соединяются стойки 6, перемещающиеся в вертикальных направляющих пазах втулки 5. Верхние концы стоек укреплены в траверсе 1, которая рычагами 3 соединяется с клиньями 2.

Под действием сжатого воздуха, подаваемого в поршневую полость пневмоцилиндра, шток поршня поворачивает рычаг 10 против часовой стрелки. При этом кольцевая рама 7 вместе со стойками 6, траверсой 4 и рычагами 3 перемещается вверх и поднимает клинья 2. Обратное перемещение клиньев осуществляется при подаче сжатого воздуха в штоковую полость пневмоцилиндра и повороте рычага 10 по часовой стрелке. Рычаги 3 обеспечивают перемещение клиньев в радиальном направлении при подъеме и опускании клиньев. Соотношение плеч рычага 10 выбирают в зависимости от хода поршня пневмоцилиндра и необходимой высоты подъема клиньев.

Вес бурильной колонны, удерживаемой клиновым захватом, ограничивается допускаемым контактным давлением между плашками и телом трубы. Для снижения контактных давлений пользуются удлинненными клиньями и специальными плашками 13, обхватывающими трубу с минимальным зазором между их продольными торцами. В некоторых конструкциях вместо трех используют шесть клиньев, что способствует более равномерному распределению контактных давлений.

При недостаточной удерживающей способности клиновые захваты заменяют подкладным кольцом для установки элеватора или подкладными клиньями, удерживающими трубу за торец муфты. Для спуска обсадных труб, диаметр которых больше диаметра конусной втулки, используют подкладное кольцо, заменяющее клинья и конусную втулку.

Пневматический клиновой захват заблокирован с приводом ротора так, что при поднятом клиновом захвате исключается возможность вращения стола ротора. Во время бурения клинья с траверсой убираются и заменяются зажимом под ведущую трубу, а стойки с кольцевой рамой опускаются в крайнее нижнее положение. Управление пневматическим клиновым захватом осуществляется педальным краном, установленным у пульта бурильщика.

Техническая характеристика пневматических клиновых захватов типа ПКР приведена ниже:

Тип захвата	ПКР-560	ПКР-300	ПКР-300М
Диаметр, мм:			
стола ротора	560	760	760
отверстия внутренней неразъемной втулки	400	560	560
пневматического цилиндра	200	250	250
Ход, мм:			
поршня пневмоцилиндра	260	290	290
клиньев	422	544	544
Рабочее давление, МПа	0,7–0,4	0,7–0,9	0,6–1,0
Масса колонны, удерживаемой клиньями, т	320	320	320

Диаметр, удерживаемых труб, мм	73-168	114-140	114-299
Масса (в т) подвешенной колонны, ограниченная допускаемым контактным давлением между плашками и телом трубы толщиной 8 мм из сталей групп прочности:			
Δ	90	90	90
Е	125	130	130

Пневматический клиновой захват для обсадных труб ПКРО-560 (рис. 24.12) предназначен для механизированного захвата и совобождения обсадных труб при спускоподъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин на буровых установках с роторами Р-560 с проход-

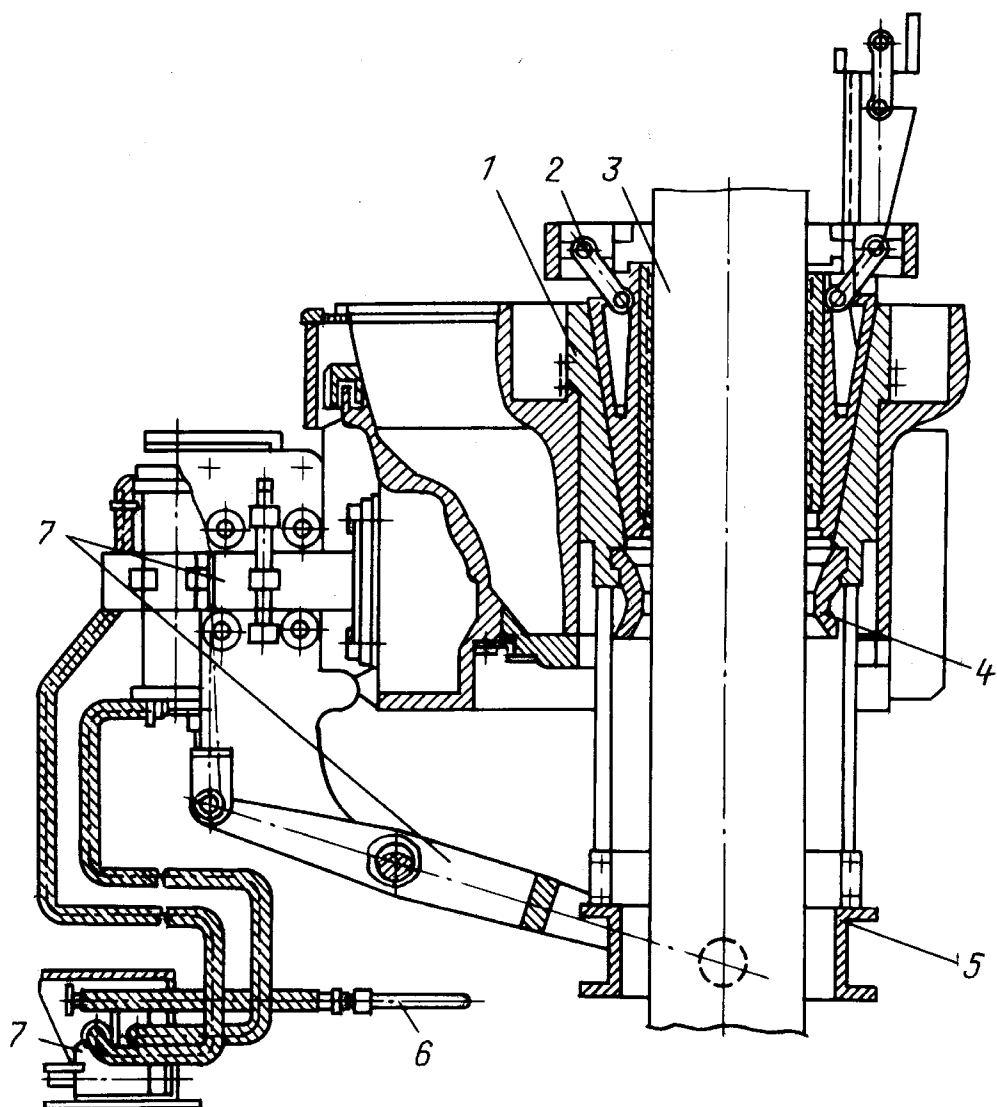


Рис. 24.12. Пневматический клиновой захват ПКРО-560М:

1 — вкладыш; 2 — клинья с державками; 3 — обсадная труба; 4 — центратор; 5 — кольцо с планками; 6 — линия пневмосистемы буровой установки; 7 — приводная часть от клинового захвата

ным отверстием диаметром 560 мм. Пневматический клиновой захват ПКРО-560 самостоятельно не применяется, а устанавливается в ротор. Ниже приведена техническая характеристика клинового захвата ПКРО-560:

Грузоподъемность, т:	
номинальная	200
максимальная	320
Условный диаметр захватываемых труб, мм	194; 219; 245; 273; 299; 324
Приводная часть	Рычаг, пневмоцилиндр и кран управления (ис- пользуются от клиново- го захвата для буриль- ных труб)
Габаритные размеры, мм	700×700×1488
Масса, кг:	
клинового захвата в сборе	892
полного комплекта	1785

Качество заготовок, используемых для изготовления деталей клиновых захватов, должно соответствовать: ГОСТ 8479-70 – на поковки из конструкционной углеродистой и легированной сталей; ГОСТ 977-75 – на отливки из конструкционной нелегированной стали; ГОСТ 1412-79 – на отливки из серого чугуна.

Допускается замена материалов, указанных в чертежах, материалами других, не более дефицитных марок, свойства которых не ухудшают ка-

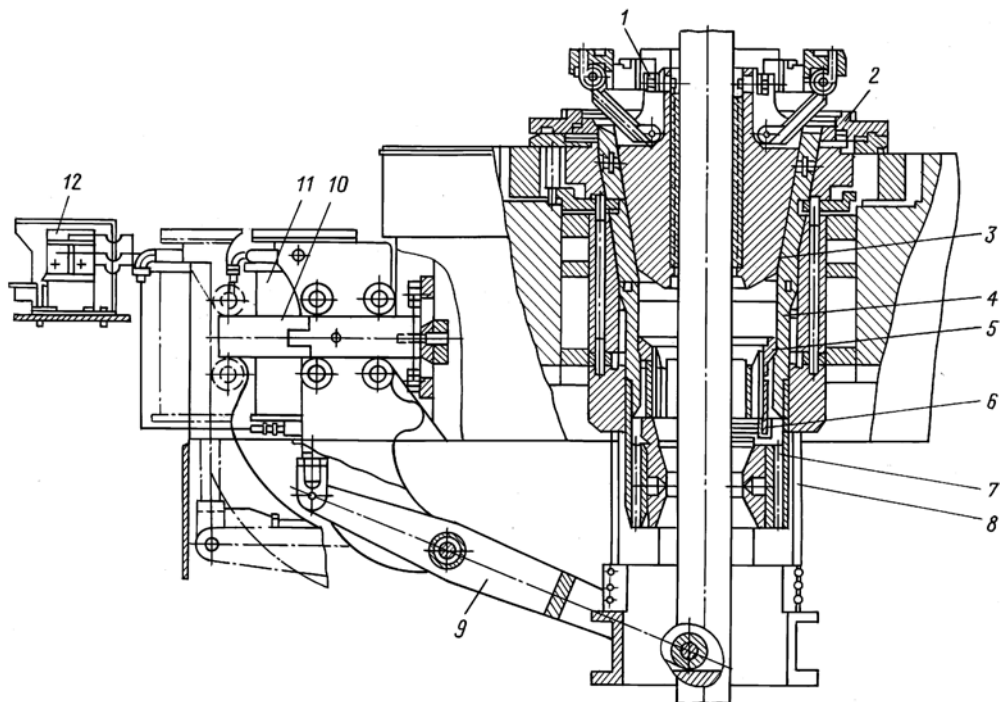


Рис. 24.13. Пневматические клиновые захваты ПРКБО-560 и ПРКБО-700:

1 – клинья; 2 – корпус; 3, 4 – разъемный и неразъемный вкладыши; 5 – шестерня; 6 – обтюратор; 7 – центратор; 8 – кольцо с планками; 9 – рычаг; 10 – подроторный кронштейн; 11 – цилиндр управления; 12 – кран управления

чества деталей и изделия в целом. Допуски на необработанные поверхности должны соответствовать: ГОСТ 2009–55 – для стальных отливок; ГОСТ 7505–74 – для горячих штампов; ГОСТ 7829–70 – для поковок.

Детали должны свариваться электродами по ГОСТ 9467–75, качество которых должно соответствовать ГОСТ 9466–75. Сварные швы должны очищаться от шлака, иметь равномерную чешуйчатую поверхность, быть плотными и хорошо проваренными, без незаплавленных кратеров, подрезов, трещин, свищей, пережогов, пористости, раковин, потеков и непроваров.

Дефектные места сварочного шва должны быть вырублены из основного металла и заварены вновь.

Пневматические клиновые захваты типа ПКРБО (рис. 24.13, 24.14) предназначены для механизированного, частично автоматизированного захвата в роторе насосно-компрессорных, бурильных, утяжеленных и обсадных труб, передачи вращения от ротора бурильной колонне через встроенный роликовый зажим, проведения работ без трудоемких операций по снятию и установке клиньев, вкладышей, зажимов ведущей трубы, смазы-

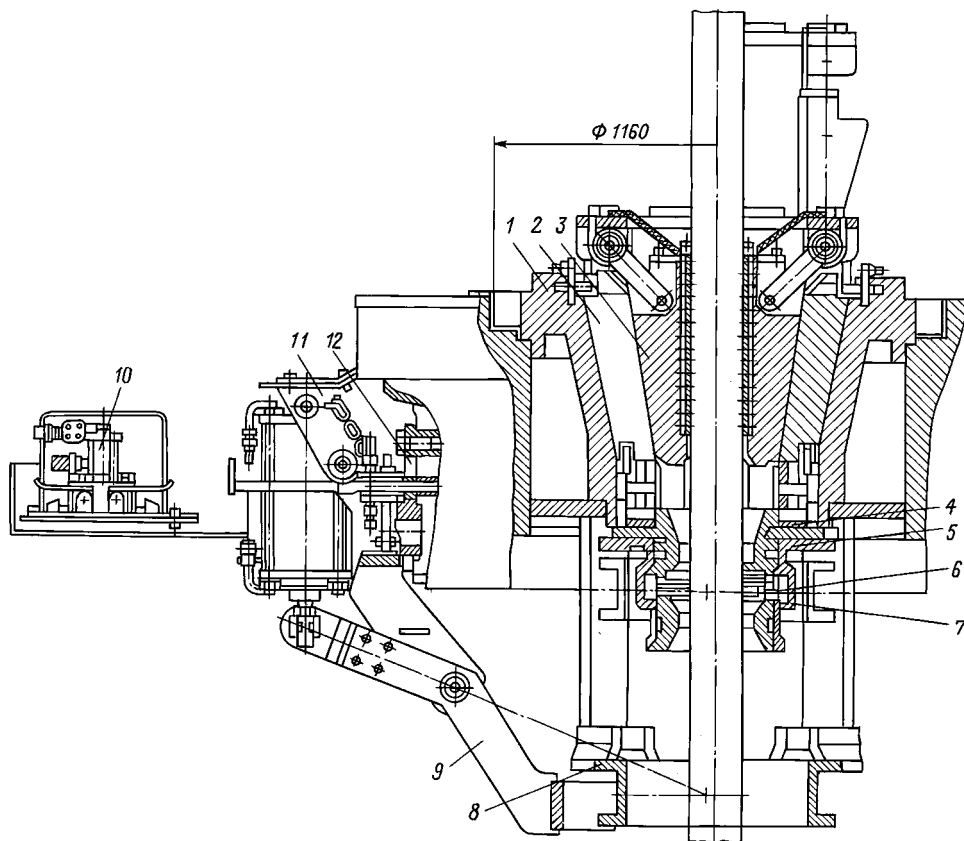


Рис. 24.14. Пневматические клиновые захваты ПКРБО-950 и ПКРБО-1260:

1 – корпус; 2, 4 – разъемный и неразъемный вкладыши; 3 – клинья; 5, 7 – верхний и нижний центраторы; 6 – обтюратор; 8 – кольцо с плашками; 9 – рычаг; 10 – кран управления; 11 – цилиндр управления; 12 – подроторный кронштейн

Таблица 24.6

Техническая характеристика пневматических клиновых захватов

Показатель	Тип захвата			
	ПКРБО-560	ПКРБО-700	ПКРБО-950	ПКРБО-1260
Допускаемая нагрузка (осевая), кН	3200	4000	6300	8000
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60–340	60–508	48–508	
Число размеров клиньев со сменными плашками	3		4	
Габаритные размеры, мм	1700×900×1650	1700×950×1650	1860×1160×1530	2300×1460×1530
Масса с клиньями (для труб диаметром от минимального до максимального), кг	3810	5600	6600	7100

Примечание. Для указанных типов крутящий момент – 80 кН·м, давление в пневмосистеме – 0,7–0,9 МПа.

ванию и очистке наружной поверхности труб на буровых установках 7-го класса для ПКРБО-560 и 8-го класса для ПКРБО-700, 9-го и 10-го классов для ПКРБО-950 и 11-го класса для ПКРБО-1260.

В табл. 24.6 дана техническая характеристика захватов этих типов.

Изготовитель пневматических клиновых захватов ПКР-560М, ПКРБО-560, ПКРБО-700, ПКРБО-950, ПКРБО-1260 – АО «Волгабурмаш».

24.5. ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ЛЕБЕДКА

Вспомогательные буровые лебедки в комплекте оборудования начали применять в 1958 г. с буровыми установками Уралмаш 11-ДЭ. Они предназначены для подтаскивания грузов, а также для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб. Лебедка (рис. 24.15) состоит из сварной металлической рамы 2 с двумя вертикальными стойками 1, на которых смонтирован редуктор 10. В состав лебедки также входят электродвигатель 9, трансмиссионный вал, колоdkово-грузовой тормоз с электромагнитом 12, катушечный вал 11, направляющие ролики 5, закрепленные в специальном кронштейне, который образован из двух планок 3, изготовленных из уголкового железа. Благодаря этим роликам возможна работа канатов под необходимым углом. В полках планок 3 имеется ряд отверстий, в которые устанавливают ролики в зависимости от необходимого направления каната. Безопасная шпилевая катушка 4 посажена неподвижно на консольные концы катушечного вала и барабана 6. Барабан к валу подключается зубчатой муфтой 7 с помощью рукоятки 8.

В соответствии с кинематической схемой лебедки (рис. 24.16), движение на катушечный вал от электродвигателей 3 передается через пониженный редуктор 1, соединенный жесткой зубчатой муфтой 2 с трансмиссионным валом, и двухрядную цепную передачу с $z = 21$ и $z = 29$. Электродвигатель 3 соединен с быстроходным валом редуктора посредством упругой втулочно-пальцевой муфты, выполненной вместе с муфтой предельного момента 4. При монтаже лебедку устанавливают на основания и

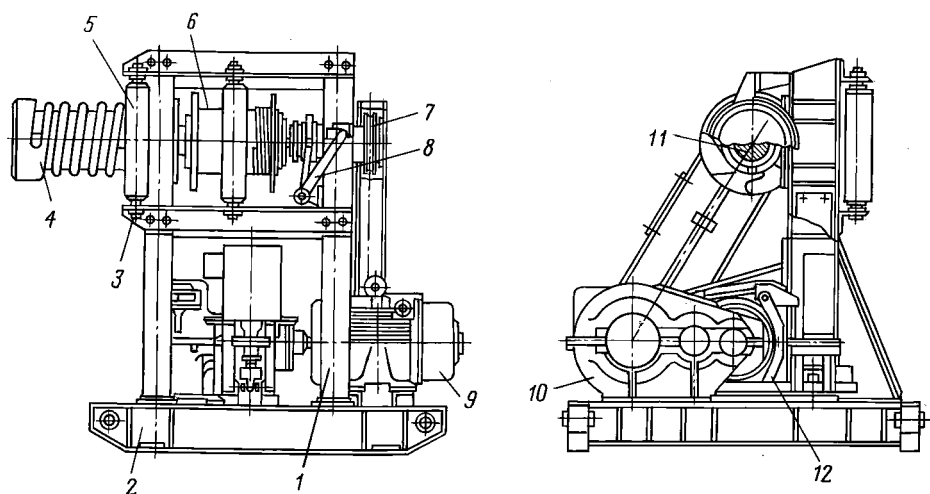


Рис. 24.15. Общий вид вспомогательной лебедки

закрепляют болтами. Лебедка также должна быть надежно зафиксирована от смещения в плоскости пола буровой, которое может возникнуть во время эксплуатации. Согласно инструкции необходимо регулярно смазывать редуктор, зубчатую муфту трансмиссионного вала, цепную передачу, все шариковые и роликовые подшипники, зубчатую муфту включения барабана, механизм включения муфты, шарниры рычажной системы колодочно-грузового тормоза.

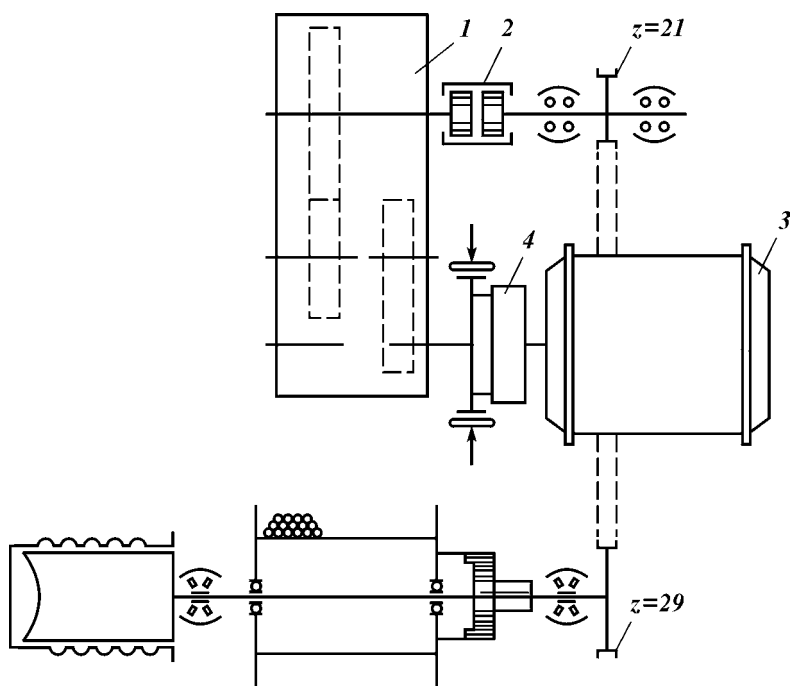


Рис. 24.16. Кинематическая схема лебедки

Морское бурение ведется почти в 70 странах и охватывает шельфы всех континентов. К 2000 г. открыто более 3000 морских нефтяных и газовых месторождений. В разработке находилось почти 2000 месторождений. Наиболее интенсивно развивалось бурение в Северном море. Ускоренными темпами развивается техника и технология глубоководного бурения и добычи нефти и газа. Имеются суда, с которых можно бурить скважины в водах глубиной до 2500 м.

Почти все морские месторождения, эксплуатируемые в настоящее время, разрабатываются со стационарных платформ. Рекордная глубина установки платформ – более 300 м. Известны проекты платформ на глубины более 500 м.

В 1970–1980 годах в Северном море установлены железобетонные платформы, удерживаемые на дне моря огромной собственной массой. Перспективными являются проекты и конструкции стационарных платформ упругого типа, платформ, закрепляемых оттяжками, и платформ с натяжными опорами.

Другая решаемая в настоящее время проблема – размещение устьевого оборудования непосредственно на дне моря. За последние 20 лет этот метод расположения оборудования устья скважин зарекомендовал себя положительно.

В последнее время возрос интерес к разработке месторождений в северных и арктических условиях шельфовых зон, которые слабо изучены, и требуются точные данные об окружающей среде. Самые большие проблемы в морских акваториях Северного Ледовитого океана связаны с ледовыми условиями и глубинами вод. Эти районы характеризуются многообразием условий работы, ледовой обстановкой, глубиной морских течений, рельефов местности и др. В будущем каждый район следует рассматривать отдельно, необходимо детально изучать условия месторождений в конкретном районе, для которого будут разрабатывать соответствующую технику и технологию их освоения.

25.1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ¹

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений коренным образом отличается от разведки и разработки их на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, медико-биологическими проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море, обслуживанием работ и т.п.

¹ Используются труды С.Г. Скрыпника.

Особенностью континентального шельфа нашей страны является то, что 75 % акваторий расположено в северных и арктических районах, которые продолжительное время покрыты льдами, а это создает дополнительные трудности для промышленного освоения. Окружающая среда характеризуется гидрометеорологическими факторами, определяющими условия проведения работ в море, возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов и технических средств. Основные из этих факторов: температурные условия, ветер, волнения, течения, уровень воды, ледовый покров морей, химический состав воды и др. Учет этих факторов дает возможность оценить их влияние на экономические показатели поисково-разведочных работ и морской добычи нефти и газа. Строительство морских нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. При проектировании фундаментов нефтепромысловых сооружений особое внимание уделяют полноте и качеству инженерно-геологических изысканий грунтов на месте и в лабораториях. Достоверность и полнота данных в значительной мере определяют безопасность эксплуатации сооружения и экономичность проекта.

Самые большие проблемы в морских акваториях Арктики связаны со льдами и глубинами моря. В зависимости от направления и силы ветра, глубины моря и морских течений, рельефа местности и свойств льда ледовая обстановка непрерывно изменяется и ее трудно прогнозировать.

С увеличением глубин моря резко возрастает стоимость разработки месторождений. На глубине 30 м стоимость разработки в 3 раза выше, чем на суше, на глубине 60 м – в 6 раз и на глубине 300 м – в 12 раз.

Проблемой пока являются прокладка и особенно обследование и ремонт подводных трубопроводов в межледовый период. Эксплуатация морских технических средств и в основном техники для подводных методов разработки требует обеспечения безопасного ведения подводно-технических работ при ремонте и осмотре подводной части плавучих средств и гидротехнических сооружений. Необходимо также решать задачи по медико-биологическому обеспечению жизнедеятельности человека, в том числе в экстремальных условиях.

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений – сложные в техническом отношении операции, весьма дорогостоящие и связанные со значительным риском. Основные проблемы при освоении этих месторождений – проблемы техники и технологии производства этих работ.

25.2. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Комплекс технических средств для освоения нефтяных и газовых месторождений состоит из большого числа типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений геологоразведочного, бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации, охраны окружающей среды и другой техники. Этот комплекс включает:

технику, предназначенную для изучения условий окружающей среды в районе производства работ. Для этих целей существует ряд научно-иссле-

довательских служб, центров, организаций, занимающихся комплексным изучением окружающей среды, разработкой программ и методик и оснащенных техническими средствами, включающими научно-исследовательские гидрометеорологические станции, автоматические станции на свайных сооружениях, технику по изучению батиметрических условий, химического состава воды, волнения, течений и др.;

технические средства связи и навигации, состоящие из комплекса аппаратуры, позволяющей использовать через геостационарные спутники связи большое количество телефонных и телеграфных каналов связи с большой степенью надежности (99,9 %), широко применять спутниковые навигационные системы, работающие в автоматическом режиме и т.п.;

технические средства для производства геофизических работ, состоящие из геофизических судов, аппаратуры и оборудования для автоматической обработки информации, многоканальных цифровых сейсмических станций, обеспечивающих обработку данных на борту судна и подготовку материала для ввода данных в ЭВМ. Координаты производства работ определяют через спутники связи;

технические средства для глубокого разведочного бурения нефтяных и газовых скважин (СПБУ, ППБУ, БС), подводный устьевой комплекс;

технические средства для геолого-инженерных изысканий, включающие средства колонкового бурения, специальные суда детальных исследований с обработкой данных на ЭВМ;

технику эксплуатационного бурения и добычи нефти и газа, состоящую из морских стационарных платформ различных типов и конструкций, оборудования для добычи нефти и газа, технических средств для подводной добычи нефти и газа, системы управления и контроля, технических средств для освоения и добычи нефти и газа в северных и арктических акваториях;

технические средства для подготовки и транспортирование нефти и газа, включающие морские гидротехнические сооружения, береговые базы хранения нефти и газа, нефтегазопроводы, системы управления и контроля за транспортированием нефти и газа и пр.;

технические средства для строительных и монтажных работ на гидротехнических сооружениях, МСП различных типов и других строительных объектов, средства строительства трубопроводов (подводных и наземных), краново-монтажные суда, спускные и транспортные баржи, подъемно-монтажные средства береговых баз, сваебойное оборудование, трубоукладочные баржи и др.;

подводную и водолазную технику, состоящую из обитаемых (нормобарических и гипербарических) и необитаемых аппаратов (плавучих и донных) судов-носителей, систем жизнеобеспечения, снаряжения водолазов и акванавтов и т.п.

технические средства для обслуживания работ в море, состоящие из многоцелевых судов, буксиров, буксиров-раскладчиков, якорей, пожарных судов, оборудования береговых баз обслуживания, специальных судов, судов по ликвидации открытых фонтанов, пассажирских судов; вертолетов и другой техники;

технические средства по предотвращению загрязнения окружающей среды, в частности судов – сборщиков разлитой нефти, боновых заграждений химических реагентов по нейтрализации загрязняющих и токсичных продуктов и пр.

25.3. ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ СРЕДСТВА (ПБС)

Бурение нефтяных и газовых скважин в условиях моря и континентального шельфа осуществляют при различных глубинах моря, состоянии грунта, волнении моря, ледовой обстановке и других факторах с буровых судов, барж, плавучих установок самоподъемного, полупогружного и погружного типов. Один из основных факторов выбора типа ПБС – глубина моря на месте бурения. Плавучие установки полупогружного типа применяют для геологоразведочных работ при глубинах моря до 300 м с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины и более 300 м с динамической системой стабилизации.

Буровые суда (БС) используют в основном для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря до 1500 м и более. Высокая скорость передвижения (до 25 км/ч) обеспечивает быстрое перебазирование с законченной скважины на новую точку, однако они ограничены в работе в случае волнения моря. Бурение скважин с плавучих установок полупогружного типа (ППБУ) осуществляют при значительно большем волнении моря, однако ППБУ имеют малую скорость передвижения с пробуренной скважины на новую точку.

Плавучие буровые средства классифицируют прежде всего по способу их установки над скважиной в процессе бурения, разделяя на два основных класса: опирающиеся при бурении на морское дно и находящееся при бурении в плавучем состоянии. К I классу относят плавучие БУ самоподъемного (СПБУ) и погружного (ПУ) типов, ко II классу – полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ имеют большие корпуса, значительный запас плавучести (экипированы всем оборудованием, инструментом, материалами). При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт; корпус поднимается по этим опорам на расчетную высоту над уровнем моря.

ПУ применяют на мелководье. При заполнении водой нижних корпусов либо стабилизирующих колонн они устанавливаются на морское дно.

ППБУ и БС в рабочем состоянии находятся на плаву и удерживаются якорными системами или системами динамической стабилизации.

25.4. САМОПОДЪЕМНЫЕ ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ (СПБУ)

НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ СПБУ

Такие установки применяют главным образом в разведочном бурении в акваториях при глубинах моря 30–120 м. СПБУ состоят из плавучего понтона (это корпус установки) и трех и более выдвижных опорных колонн, размещающихся в углах корпуса при числе колонн 3–5 и длинных сторонах корпуса при шести и более опорах.

На корпусе СПБУ размещают технологическое, энергетическое и вспомогательное оборудование, технологические материалы, топливо, питьевую и техническую воду, инструмент, трубы, жилые и служебные помещения, склады, вертолетную площадку и т.д. При транспортировании

СПБУ перемещается с поднятыми и закрепленными опорами. На точке бурения колонны с помощью подъемных устройств опускают, и корпус с установленным оборудованием, материалами, инструментом поднимается по опорным колоннам на высоту, исключая удар волны о днище корпуса. Возвышение днища над уровнем спокойной воды регламентируется Правилами Регистра РФ. Его определяют с учетом астрономических и штормовых приливов не менее чем на клиренс (в м):

$$H = 0,6h_{50} + 1,5,$$

где h_{50} – экстремальная высота волны 50-летнего шторма для данного района моря, м.

СПБУ различают в зависимости от конструктивных особенностей: по конструкции опорных колонн и подъемных устройств. На выбор числа опорных колонн влияют: глубина моря, гидрометеорологические условия, способ задавливания опорных колонн в грунт и их извлечения из грунта, характер морского дна, общая масса поднимаемого корпуса, технологичность и трудоемкость изготовления и др.

На больших глубинах возрастают волновые нагрузки на колонны.

С целью обеспечить прочность на изгиб большой длины колонн требуется увеличение ее поперечного сечения, поэтому на глубинах более 60 м в установках применяют не более четырех опор со значительным преобладанием установок с тремя опорами; начиная с глубины 90 м используют установки только с тремя опорами.

На глубинах до 45 м применяют установки с цилиндрическими опорами (примерно 65–70 %) и в диапазоне глубин от 45 до 75 м – установки с цилиндрическими и ферменными опорами; на глубинах свыше 75 м используют установки только с ферменными опорами. Конструкции ферменных опор проектируют прямоугольной, квадратной и треугольной формы. Наиболее удачная конструкция – опора треугольного сечения, она вписывается в треугольную форму корпуса и имеет относительно меньшее число элементов, подверженных воздействию волн. Нижние концы опор заканчиваются башмаками или общей опорной плитой, связывающей опорные колонны между собой.

Имеются подъемные устройства, состоящие из пары ведущих колес, находящихся в зацеплении с двойной зубчатой рейкой. Число пар ведущих колес может быть от двух до шести и более в зависимости от грузоподъемности подъемной системы СПБУ. Отличительная особенность этих устройств – непрерывный подъем корпуса, при этом исключаются паузы в процессе подъема платформы СПБУ. Подъем и спуск опор могут осуществляться одновременно и раздельно. Привод зубчатой шестерни имеет надежный дисковый тормоз со встроенным редуктором и поворотным механизмом, обеспечивающим подъем и спуск платформы со скоростью 0,4–0,9 л м/мин. Имеются спускоподъемные устройства, позволяющие осуществлять спуск и подъем опор со скоростью 0,46–1,37 м/мин (СПБУ «Летурно»).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СПБУ

Опыт производства буровых работ в морских акваториях определил требования, предъявляемые к плавучим буровым установкам:

высокая производительность при строительстве скважины;

быстрое перемещение с оконченной бурением скважины на новую точку;

обеспечение ее мореходности при переходе на различные расстояния;

обеспечение безопасности производства работ;

автономность, т.е. обеспечение достаточными запасами материалов для нормального бурения, а также продуктами, нормальными жилищными условиями обслуживающего персонала и др.

комплекс технологического оборудования включает:

буровое оборудование для бурения скважины;

оборудование по приготовлению, подаче, утяжелению регенерации и хранению бурового раствора, очистке раствора от выбуренной породы;

оборудование для приема и хранения порошкообразных материалов для приготовления бурового и цементного растворов;

оборудование для приготовления цементного раствора и нагнетания его в скважину при креплении скважины;

оборудование для производства электрометрических и каротажных работ в скважине;

подводное устьевое (противовыбросовое) оборудование;

оборудование для освоения скважины;

вспомогательное оборудование (грузоподъемные краны, тельферы, оборудование малой механизации и др.);

оборудование по предотвращению загрязнения моря;

системы управления и контроля технологического процесса строительства скважины.

В соответствии со степенью ответственности и опасности участки производства буровых работ классифицируют по зонам, составляющим в целом район буровой скважины: устье скважины, резервуары с буровым раствором, циркуляционная система буровых растворов, включая буровые насосы, вибросита, песко- и илоотделители, дегазаторы и другие механизмы.

В зависимости от класса и зоны предъявляют требования к размещению и исполнению того или иного механизма или типа оборудования. Ниже в качестве примера приведено описание размещения технологического оборудования на СПБУ «Баки».

На подвышечном портале (рис. 25.1, *а*) установлены: буровая вышка (рис. 25.1, *б*) механизм крепления неподвижного конца талевого каната 1 вспомогательная лебедка 2, стойка для крепления машинных ключей 3, касеты для установки УБТ 4, подсвечник 5 для ручной расстановки свечей бурильной колонны, ограничитель подъема талевого блока 6, ротор 7, главный пульт бурильщика 8, электропривод буровой лебедки 9, воздухосборник 10, регулятор подачи долота 11, буровая лебедка ЛБУ-1700 12, ключ АКБ-3М2 13, пневмораскрепитель 14, кабина с КИП 15, магазин автоматической расстановки свечей 16, пульт управления СПО 17 и пульт управления вспомогательной лебедкой 18.

На буровой вышке (см. рис. 25.1, *б*) установлены: кронблок 1, балкон механизма переноса свечей 3, механик захвата и механизм подъема свечей, талевый блок, подвешенный на талевом канате 4, автоматический элеватор и вертлюг 5. При ручной расстановке свечей взамен талевого блока и автоматического элеватора применяют крюкоблок. Кроме этого, на вышке расположены монтажный блок, подвижный центратор 2, нижний блок, укрытие, подвески машинных ключей и др.

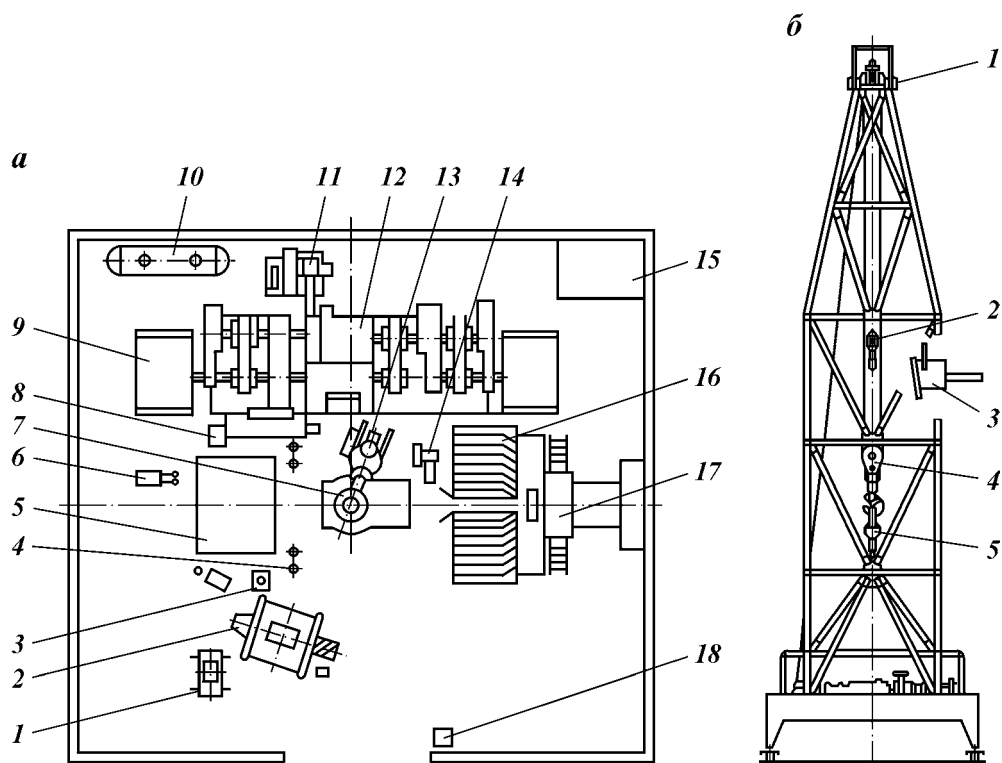


Рис. 25.1. Подвышечный портал на СПБУ «Баки» (а) и буровая вышка (б)

На главной палубе (рис. 25.2) размещена циркуляционная система, включающая блок рабочих емкостей 1 общей вместимостью 120 м³. На блоках смонтированы: сдвоенное вибросито 6 для очистки бурового раствора производительностью 50–60 л/с, вакуумный дегазатор 7 для дегазации бурового раствора, пескоотделитель 2, шламовые насосы 3 для подачи воды или раствора в гидросмесители, механические 8 и гидравлические 4 перемешиватели. В зоне обслуживания крана, около вибросит, установлены специальные контейнеры для сброса шлама 5 выбуренной породы и отправки его на берег.

Под порталом на площадке установлены: противовыбросовое оборудование, включающее два плашечных превентора, универсальный превентор, гидроуправление превенторами и задвижками, манифольд; аварийный (ручной) привод закрытия и открытия плашек превенторов; трубопроводы гидравлического управления. Управление превенторами и задвижками манифольда осуществляется дистанционно с двух пультов: основного, размещенного вне буровой площадки, и вспомогательного, установленного у поста бурильщика. В трюмах размещены: в отсеке запасных емкостей запасные емкости бурового раствора, в насосном отделении – три буровых насоса У87-М2 с электроприводами, два шламовых насоса и насос 9МГР.

В помещении для хранения порошкообразных материалов установлено

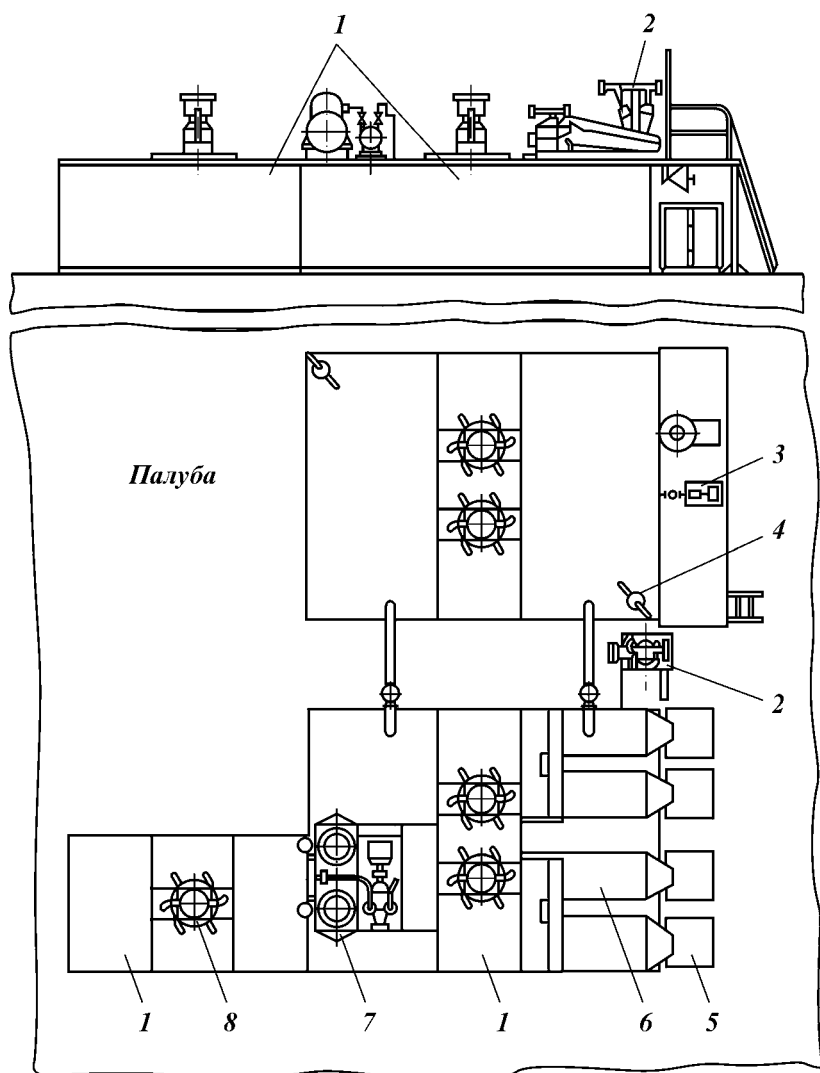
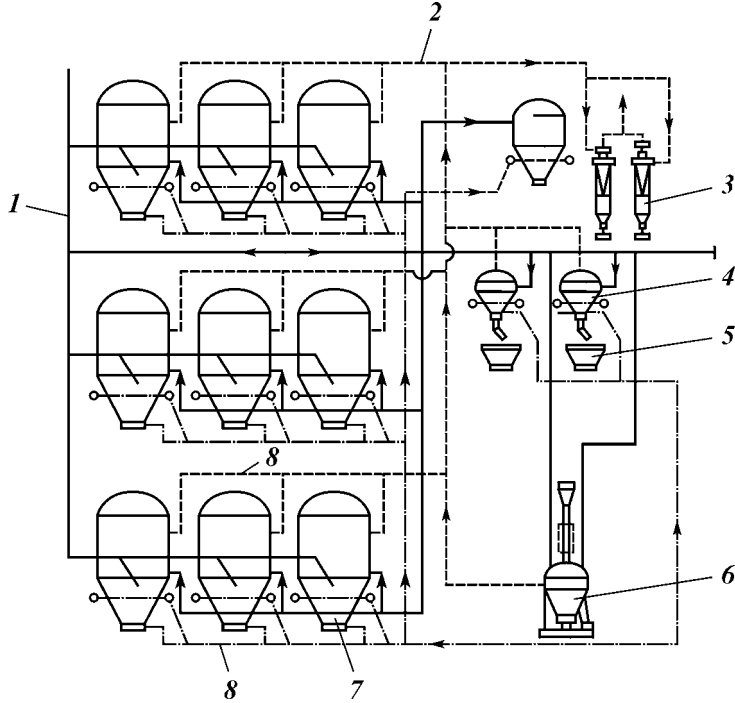


Рис. 25.2. Оборудование для приготовления и циркуляции бурового раствора

оборудование для хранения и транспортирования бентонита, барита и цемента (рис. 25.3), состоящее из бункеров для хранения 7, бункеров-весов 6, гидросмесителей 5, разгрузочного бункера 4, циклонов 3, трубопроводов сжатого воздуха 8 и трубопроводов вентиляции 2. Весь комплекс этого оборудования обвязан трубопроводами 1 с запорной арматурой в единую технологическую схему, обеспечивающую транспортирование сыпучих материалов для приготовления буровых и цементных растворов.

Порошкообразные материалы подают в бункеры с помощью сжатого воздуха. Бункеры снабжены резиновыми грибками для аэрации порошка, который поступает по трубопроводу в разгрузочный бункер, где воздух отделяется от порошка. Наиболее легкие частицы порошка вместе с воздухом поступают в циклоны, где воздух очищается от пыли и выпускается в атмо-

Рис. 25.3. Система приема, хранения и транспортирования порошкообразных материалов



сферу, а порошок, накопившийся в циклонах, периодически выгружается в мешок и подается на склад сыпучих материалов. Поступление и расход порошка контролируются с помощью бункеров-весов. Трубопроводная система пневмотранспорта выполнена так, что обеспечивает подачу сыпучих материалов из любого бункера к оборудованию по приготовлению буровых растворов, а также перемещение их между бункерами. Ниже дана краткая техническая характеристика этой системы:

Максимальная производительность системы, т/мин, при транспортировании:	
барита	2
бентонита	1
цемента	3
Избыточное давление воздуха, МПа	0,3
Максимальный расход воздуха, м³/мин	24
Влажность порошкообразных материалов, %:	
барита и цемента	3
Максимальная	5-8

При приготовлении бурового раствора бентонит или барит подают из разгрузочного бункера в гидросмесители, и приготовленный в гидросмесителях раствор поступает в запасные или рабочие емкости.

В помещении установлено цементировочное оборудование, состоящее из насосных агрегатов, установки для приготовления раствора, манифольда пульта управления процессом цементирования скважины.

Цементировочное оборудование (рис. 25.4) размещено в трюме среднего понтона и состоит из: цементировочного агрегата 5 с насосом 11-Т, продажного насоса 4, водоподающего блока 3, бункера хранения цемента 1, бункера разгрузки 15, шиберной заслонки 14, распределителя цемента 13, цементно-смесительной воронки 12, приемной емкости цементного раствора 11, мерной емкости для продажного раствора 9, устройства устья

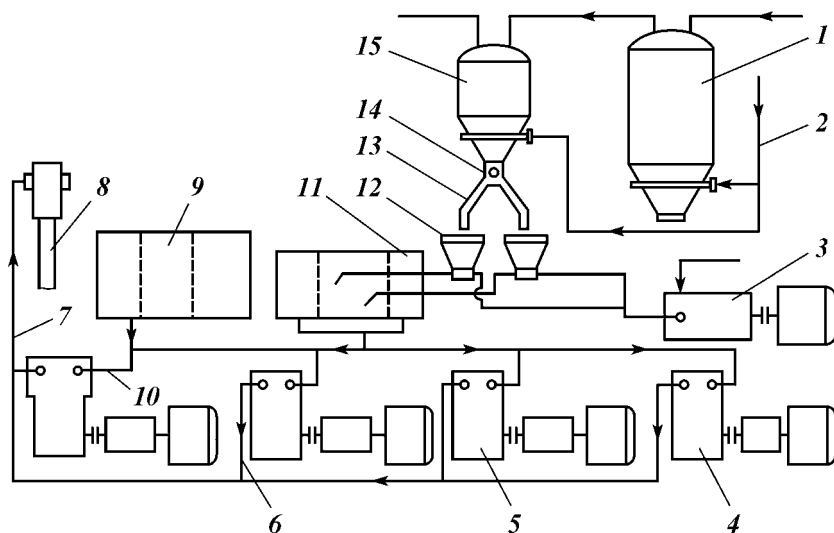


Рис. 25.4. Цементирующее оборудование СПБУ «Баки»

скважины 8, воздухопровода 2, цементопровода 7, всасывающего 10 и нагнетательного 6 трубопровода.

Цементный раствор приготавливают на специальной установке, состоящей из двух цементомешалок, приемного бака, водоподающего блока и разгрузочного бункера.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СПБУ

Специфика производства буровых работ в морских акваториях обусловила применение автономных энергетических установок, состоящих из дизель-генераторов, объединенных в единую энергетическую систему и устанавливаемых обычно в трюме, в машинном помещении с возможно большим удалением от устья скважины.

Непосредственно около исполнительных агрегатов и механизмов, размещаемых на открытых площадках и в помещениях, устанавливают индивидуальные электроприводы. Питание энергией этих приводов осуществляется с помощью электромашинной передачи, которая в условиях морского бурения приобретает решающее значение.

В последние годы преимущественное распространение получила система электропривода переменного-постоянного тока на базе силовых тиристорных преобразователей по схеме синхронный генератор – тиристорный преобразователь – электродвигатель постоянного тока.

Главный пост управления (ГПУ) СПБУ располагается вне машинных помещений на максимально возможном удалении от взрывоопасных пространств. Его оборудуют:

- органами управления главных механизмов и механизмами подъема и спуска корпуса СПБУ;

- приборами для контроля работы подъемных устройств;

- сигнализацией о готовности к работе подъемных устройств и системы дистанционного управления;

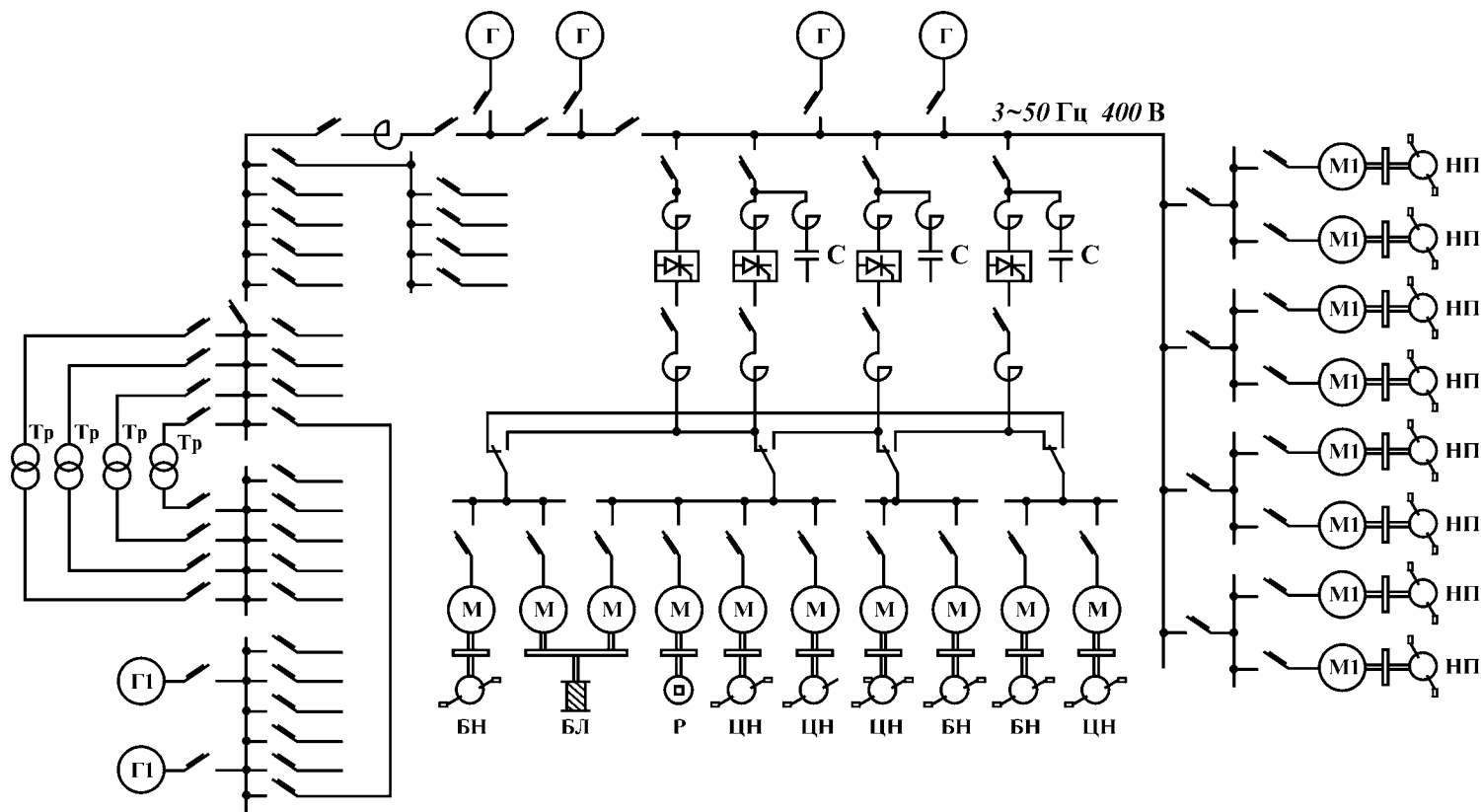


Рис. 25.5. Упрощенная схема электроснабжения СПБУ «Бакы»:

Г — основные генераторы переменного тока (1250 кВ·А, 400 В); БЛ — буровая лебедка; БН — буровой насос; Г1 — вспомогательные генераторы переменного тока (200 кВ·А, 400 В); М — электродвигатель постоянного тока; М1 — электродвигатель переменного тока; НП — насос системы гидроподъема; Р — ротор; С — конденсаторная батарея; Тр — понижающий трансформатор 400/230 В; ЦН — цементировочный насос

приборами для контроля положения корпуса СПБУ;
устройствами для отключения любого из подъемных механизмов в случае его неисправности;
устройствами для включения аварийных стопорных устройств, разгружающих гидравлическую систему;
средствами связи и сигнализацией о неисправности в устройствах подъема и спуска корпуса СПБУ.

На рис. 25.5 приведена упрощенная схема электроснабжения на СПБУ «Баки».

Приводная мощность буровых лебедок в зависимости от класса буровой установки колеблется в пределах 735–2200 кВт. Имеются случаи применения буровых лебедок приводной мощностью 3876 кВт (СПБУ «Диксилен-3-70») и насосной группы – 4853 кВт (СПБУ «Пенрод 61»).

Ниже в качестве примера приведены основное и вспомогательное оборудование энергетической установки СПБУ «Баки» и их техническая характеристика:

Оборудование	Основное	Вспомогательное
<i>Дизель-генератор</i>		
Тип.....	ДГР 1000/750	ДГР 150/750
Число	4	2
Мощность, кВт.....	1000	150
Частота вращения, с ⁻¹	–	750
<i>Дизель</i>	6ЧН 30/38	6ЧН 18/22
Мощность, кВт.....	1103	225
<i>Генератор</i>	МСК	1250/750 ГСС 1148-м
Напряжение, В.....	–	40
Род тока.....	Трехфазный переменный	
Коэффициент мощности	0,8	
Частота тока, Гц.....	50	
<i>Трансформатор</i>		
Число	5	
Тип.....	ТСЗ-50/0,5	ТСЗ-7,5/0,4
Мощность, кВт.....	50	7,5
Напряжение, В.....	400	133
Выпрямительный агрегат	ВАКС-4,5-30	
Число тиристорных преобразователей	4	
Число котлов:		
вспомогательных.....	1	
утилизационных	1	
<i>Системы:</i>		
судового отопления	Паровая (в служебных помещениях)	
общесудовой вентиляции.....	Искусственная и естественная (в бытовых помещениях)	
кондиционирования воздуха.....	Круглогодичная, центральная, двухканальная с непосредственным испарением фреона (в жилых и служебных помещениях)	
борьбы с пожаром.....	Противопожарная защита по Правилам Регистра РФ; противопожарные средства	

ПЕРЕГОН И УСТАНОВКА СПБУ НА НОВУЮ ТОЧКУ

Перегон СПБУ на новую точку бурения – ответственная операция. Большинство СПБУ являются несамоходными, и для их буксировки применяют специальные буксирные суда. Различают два вида буксировки СПБУ: короткий перегон (переход) – буксировка с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительной перегон – буксировка СПБУ на дальние расстояния из одного разведочного района в другой, намечаемый к

разведке, или на базу профилактического ремонта и осмотра. Коротким обычно считают такой переход, для которого требуется время не более времени гарантированного прогноза погоды (продолжительность примерно до 12 ч). Перегон СПБУ более 12 ч осуществляют при благоприятном прогнозе погодных условий (ветер, волнение и пр.). Допустимые величины ветра и волнения определяются проектом СПБУ.

На СПБУ при движении действуют следующие внешние силы (сопротивления): буксировочное сопротивление, т.е. сопротивление находящейся в покое жидкости; сопротивление встречного ветра; сопротивление, вызванное взаимодействием волн с СПБУ. Буксировочное сопротивление составляет 80 % общего сопротивления воды, 20 % приходится на волновое сопротивление. Незначительную величину составляет сопротивление трения. Буксировочное сопротивление также зависит от скорости буксировки. Воздействие на конструкцию буксировочного и волнового сопротивления исследуют на моделях в специальных бассейнах, а сопротивление ветра – обдувкой моделей в аэродинамической трубе. Буксировочное сопротивление СПБУ вследствие малой обтекаемости ее корпуса и большой парусности велико. Опасны случаи, когда СПБУ идет против ветра, поэтому для буксировки применяют мощные буксирные суда.

Перед буксировкой подвижный портал и все грузы закрепляют; все палубные отверстия и отверстия, ведущие в подпалубные помещения, должны быть задраены. На СПБУ оставляют минимальный состав команды, который выполняет работы по буксировке и установке на точку СПБУ.

До начала буксировки разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от расстояния, района плавания, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указывают скорость буксировки, число и мощность буксиров, схему их расположения и мероприятия по осуществлению безопасного перехода. Проводят расчеты на прочность и остойчивость установки в целях определения надежности буксировки. Особое внимание обращают на длину опорных ног. При необходимости, для снижения парусности, верхние секции ног снимают.

В соответствии с Правилами Регистра РФ разрывное усилие буксирного троса (в кН) определяют по формуле

$$F_{\text{раз}} = 0,716 S_{\Pi} v_6^2,$$

где S_{Π} – площадь лобового сопротивления погруженной части СПБУ, м^2 ; v_6 – скорость буксировки, указанная в свидетельстве, узлы.

Длина буксирного троса для несамоходной СПБУ

$$l = 350 + 0,045 N_c,$$

где N_c – характеристика для выбора якорного снабжения:

$$N_c = K_1 K_2 \Delta^{2/3} + K_3 A.$$

Здесь $\Delta^{2/3}$ – объемное водоизмещение, принятое при осадке до центра знака грузовой марки, м^3 ; A – суммарная площадь проекции конструкций, возвышающихся над ватерлинией, которая проходит через центр знака грузовой марки, на плоскость, нормальную к горизонтальной проекции якорной линии, м^2 ; K_1 – коэффициент, учитывающий форму корпуса $K_1 = 1,5$ для ПБУ с понтоном прямоугольной формы, $K_1 = 1,75$ для ПБУ с

понтонном катамаранного типа и других подобных типов); K_2 – коэффициент, учитывающий волновое воздействие; K_3 – коэффициент, учитывающий ветровые условия якорной стоянки, принимают в соответствии с Правилами Регистра РФ. Значение K_2 и K_3 приведены ниже:

Коэффициент.....	K_2	K_3
СПБУ, работающие:		
в открытом море.....	1,2	2,1
в закрытых морях.....	1,1	1,8

В мировой практике для транспортирования СПБУ применяют специальные транспортные суда. Например, СПБУ «Горила 11» массой 18 тыс. т и с высотой опорных колонн 154 м транспортировали от Сингапура до Роттердама на судне «Майнти сервант 3» грузоподъемностью 25 тыс. т с размером палубы 180×140 м.

До установки СПБУ на точке бурения проводят инженерные изыскания грунта морского дна. Порядок и объем инженерных изысканий определяют в соответствии с программами изыскательских организаций, они регламентируются действующими инструкциями, методиками и другой нормативно-технической документацией проектных организаций и органов надзора. Устанавливают глубины воды, течения, лунные и штормовые приливы, величины 10–50- и 100-летних штормовых волн в данном месте установки. Одновременно определяют глубины воды с помощью батиметрической съемки мелкой координатной сетки на площади 1 км² с центром в точке установки СПБУ. Промерные линии располагают на расстоянии не более 100 м друг от друга.

Керн отбирают на глубинах, превышающих глубину предполагаемого проникновения опор в грунт, а мелководную сейсмическую съемку проводят на 50 % глубже предполагаемого заглубления опор.

До подхода СПБУ к точке установки подготавливают якоря, якорные цепи и рейдовые бочки. Крановое судно с подготовленными комплектами подходит к месту, обозначенному буями, после чего якоря устанавливают так, чтобы СПБУ расположилась в определенном направлении по отношению к преобладающему в данном районе направлению ветра. Во избежание сноса вертолета на препятствия (при вертолетном обслуживании) диаметральной плоскостью СПБУ устанавливают под углом 45° к преобладающему направлению ветра.

После установки рейдовых бочек СПБУ подводят на возможно близкое к ним расстояние и удерживают двумя буксирами. Затем разматывают с лебедок СПБУ с помощью вспомогательного судна швартовые тросы и закрепляют их на рейдовых бочках. После этого буксирным судном, соединенным с носовой частью СПБУ, дают натяжение тросам и наматывают на лебедки СПБУ швартовые тросы, фиксируя СПБУ в заданном месте. Затем приступают к спуску опорных колонн. Чтобы сократить время при подходе СПБУ к месту установки, опорные колонны предварительно опускают на глубину, исключая касание колонн о морское дно при волнении. Во время спуска опорных колонн при достижении морского дна и вдавливания их в грунт осадка СПБУ начинает уменьшаться в результате действия веса СПБУ на опорные колонны. При этом крен платформы, возникающий вследствие неровностей и прочности грунта морского дна, допускается не более 1–1,5°. При заглублении опорных колонн в грунт и нахождении СПБУ в воде на колонны передается горизонтальная нагрузка от волн, действующих на корпус.

Корпус установки поднимают одновременно всеми подъемниками, устраняя при этом возникающие крен или дифферент. При подъеме корпуса задавливание колонн в грунт ведут в несколько этапов. Первый этап начинается, когда давление в цилиндрах достигнет 25 % давления, соответствующего номинальной нагрузке на колонну $g_{вн}$. Затем два диагонально расположенных подъемника колонн останавливают, а двумя подъемниками корпуса поднимают корпус до тех пор, пока давление в остановленных подъемниках не упадет до нуля, а в работающих поднимется до 45 % от $g_{вн}$. После этого аналогично задавливают вторую пару опор. Давление в опорных колоннах выравнивают, и подъем корпуса продолжают до тех пор, пока давление в рабочих полостях гидроцилиндров не достигнет 40 % от $g_{вн}$. После этого проводят повторное задавливание колонн, пока в гидроцилиндрах задавливаемых колонн давление не достигнет 75 % от $g_{вн}$. Затем давление опять выравнивают, и подъем корпуса продолжают. Следующее задавливание осуществляют при достижении давления 70 % от $g_{вн}$ и т.д.

Подъем проводят до тех пор, пока корпус не выйдет из воды и не прекратятся удары волн о днище корпуса. После достижения максимального давления в цилиндрах подъемники останавливают и выдерживают 20–30 мин. Если же при этом давление в подъемниках не изменится, то задавливание опор считают законченным. Затем выравнивают давление в цилиндрах подъемников, поднимают корпус на заданную высоту над уровнем моря, окончательно выравнивают его и закрепляют стопорящими устройствами, разгружая этим гидросистему подъема. Подъем закончен, и СПБУ установлена в рабочее положение.

Перед снятием СПБУ со скважины ее готовят к перегону на новую точку бурения. Снимают лишние грузы, а оставшиеся закрепляют, передвигают портал и закрепляют. Затем с помощью гидроподъемников поднимают корпус и снимают механические стопоры колонн, после чего начинают спускать корпус. При спуске следят за креном и дифферентом корпуса и при их наличии проводят выравнивание, а также следят за распределением нагрузки от корпуса между колоннами.

Увеличение давления в нижней, неработающей, полости свидетельствует о снижении нагрузки на колонну.

После опускания и вхождения корпуса в воду приступают к выдергиванию опор из грунта. При выдергивании опоры могут легко выходить из грунта или вследствие присоса прочно держаться в грунте, корпус СПБУ в этом случае «затягивается» в воду. При этом может быть большой крен (или дифферент). В этом случае колонны выдергиваются попарно по диагонали корпуса, сначала по одной, потом по другой. После выдергивания колонн СПБУ поднимают в транспортное положение и закрепляют механическими стопорами.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СПБУ

В течение всего срока эксплуатации СПБУ должна обеспечивать безопасность производства работ при строительстве нефтяных и газовых скважин, что определяется живучестью установки, т.е. ее способностью противостоять аварийным повреждениям, возникновению и распространению пожаров, взрывов, сохраняя при этом в достаточной мере мореходные качества установки на плаву и ее эксплуатационные качества в

рабочем положении при строительстве скважин. Живучесть СПБУ в положении на плаву обеспечивается выполнением «Наставления по борьбе за живучесть судов морского флота РФ», а в рабочем положении – по судовой части – выполнением Правил Регистра РФ, соответствующих инструкций и нормативно-технических документов.

При бурении могут быть опасны образования грифона вблизи работы СПБУ, нефтегазопроявления из бурящейся скважины, просадка опорных колонн в грунт, ледоход.

При появлении грифона за ним организуют круглосуточное наблюдение. В случае его продвижения к опорным колоннам работу на СПБУ прекращают, вызывают спасательные суда и подготавливают установку к снятию с точки бурения. Корпус приспускают и оставляют над водой на высоте 0,5–2 м (в зависимости от погодных условий). При необходимости корпус переводят в положение «на плаву». Колонны поднимают, и установка дрейфует до подхода судов. Решение о снятии СПБУ принимает начальник установки. При угрожающем положении начальник принимает решение о срочной эвакуации людей с установки спасательными судами или вертолетами. При неуправляемом нефтегазоводопроявлении, если все принятые меры не дали положительных результатов, начальник принимает решение об эвакуации людей с СПБУ.

При появлении крена или дифферента СПБУ бурение прекращают и подъемниками проводят выравнивание корпуса с последующим задавливанием колонн в грунт. Весьма опасен момент, когда при просадке одной из опорных колонн СПБУ продолжает стоять на трех колоннах. В этом случае при шторме вся нагрузка воспринимается тремя колоннами, что может привести к аварии, поэтому надо систематически контролировать положение СПБУ (не реже одного раза в неделю), а после шторма – несущую способность грунта под колоннами. Для этого корпус СПБУ приподнимают на 10–20 мм так, чтобы нагрузка передавалась на цилиндры гидроподъемника, а не через разгрузочные стопорные винты. При равномерной нагрузке давление во всех четырех рабочих полостях цилиндров одинаковое. Если это условие не соблюдается, то колонны задавливают повторно.

При наличии льда нагрузки на СПБУ от его воздействия устраняют систематическим обкалыванием льда ледоколами вокруг СПБУ. Опасно также обледенение опорных колонн вследствие резкого возрастания на них волновых нагрузок.

Для эвакуации людей на СПБУ составляют расписание тревог, устанавливают порядок оповещения по системе авральной сигнализации и радиотрансляции, назначают ответственных лиц по проведению каждой операции по эвакуации. Как указывалось ранее, весьма опасными операциями являются снятие СПБУ с оконченной бурением скважины, перегон и монтаж на новую точку установки. По статическим данным, значительная часть аварий происходит именно в этих случаях.

В остальном технология и техника строительства морских скважин и скважин на суше существенно не различаются.

25.5. ПОЛУПОГРУЖНЫЕ ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ (ППБУ)

НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ ППБУ

ППБУ применяют в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых структурах и месторождениях в акваториях с глубин 90–100 м, когда использование СПБУ становится экономически неоправданным, до глубин 200 м и более.

ППБУ состоят из верхнего корпуса, стабилизирующих колонн и нижних понтонов. Колонны в верхней части присоединены к корпусу, а в нижней – к понтонам. Понтоны и корпус соединены между собой и с колоннами прочными трубчатыми связями.

Особенность конструкции установки при ее погружении в воду – резкое сокращение площади действия ватерлинии, что приводит к уменьшению волновых нагрузок на установку. В соответствии с Правилами Регистра РФ, ППБУ должна иметь клиренс не менее H_1 , м:

в состоянии штормового отстоя

$$H_1 = 0,6h_{50} + 0,5,$$

в рабочем состоянии

$$H_1 = 0,5h_{50} + 0,5.$$

Рабочая (верхняя) палуба обычно представляет собой конструкцию трех-, четырех- и более), на которой расположены двух- и трехъярусные водонепроницаемые надстройки для размещения экипажа, а также энергетические и технологические блоки, складские помещения и другое оборудование.

Стабилизирующие колонны ППБУ разделены на водонепроницаемые отсеки, в которых находятся склады материалов, насосные отделения, цепные ящики и другое оборудование. Отсеки стабилизирующих колонн размещают на уровне ватерлинии, иногда их заполняют полиуретановой пеной или пенопластом. В нижних понтонах и стабилизирующих колоннах размещают цистерны с балластной и технической водой, топливом, маслом и др.

В последние годы на основании накопленного опыта конструирования и проектирования, а также эксплуатации ППБУ определилось направление в их создании, характеризующееся разработкой и изготовлением ППБУ двухпontonной конструкции преимущественно с шестью-восемью стабилизирующими колоннами и прямоугольным корпусом.

Существуют три способа транспортирования ППБУ: с помощью буксиров, самоходный, комбинированный (буксировка в сочетании с самоходным). По способу фиксации ППБУ над устьем бурищей скважины различают установки с якорным креплением при глубинах вод до 300 м и установки с динамическим позиционированием – при более глубоких водах.

При разработке конструкции ППБУ должны быть выполнены следующие основные требования:

- обеспечение наибольшей безопасности и остойчивости ППБУ;
- минимальное перемещение ППБУ при бурении;

обеспечение мобильности и маневренности при передвижении;
 быстрая установка на точку бурения;
 достаточное количество технологических и других запасов;
 удобное расположение оборудования, наличие достаточного числа помещений для хранения указанных запасов и механизация погрузочно-разгрузочных работ;
 простота и технологичность при строительстве и удобство при эксплуатации;

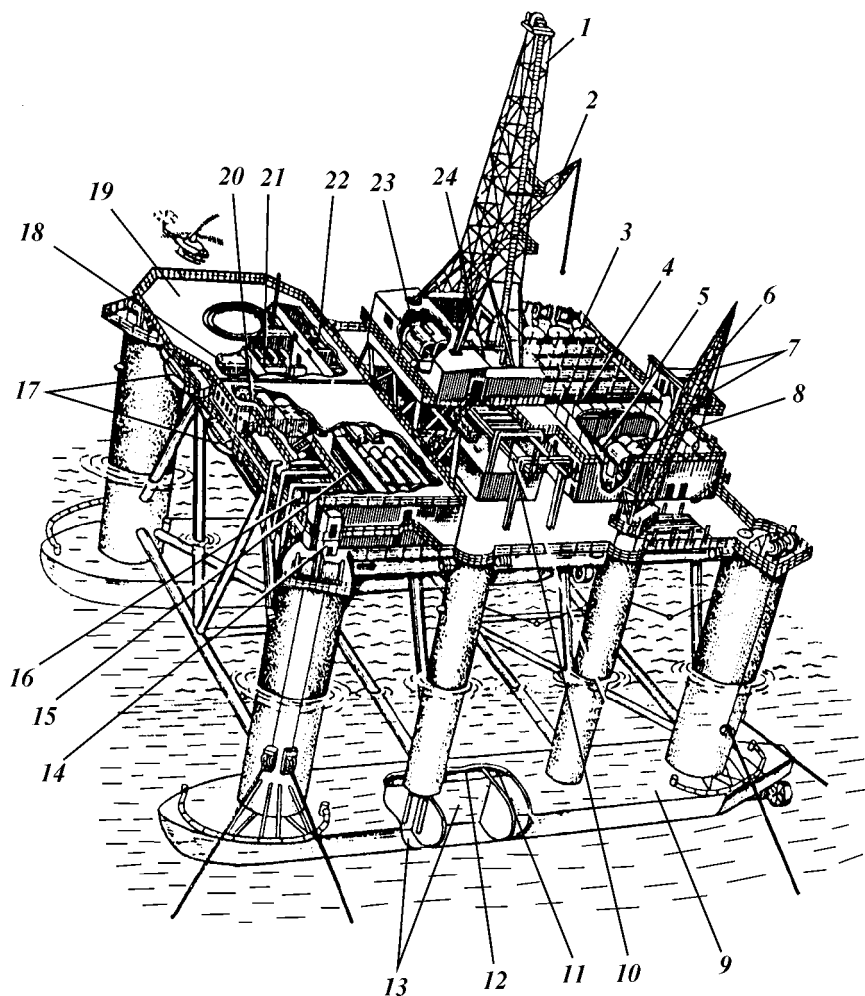


Рис. 25.6. Схема расположения оборудования на ППБУ «Садко-730»:

1 — вышка; 2, 6 — поворотные краны; 3 — бункеры для цемента, барита и бентонита; 4 — стеллажи для труб; 5 — склад бурового инструмента; 7 — установка каротажа; 8 — буровые насосы; 9 — нижний корпус установки; 10 — крановый путь для подъемного крана противовыбросового оборудования; 11, 12, 13 — емкости для технической воды, топлива и балластной воды; 14 — лифт; 15 — распределительное устройство, приборы управления и защиты; 16 — генераторы; 17 — спасательные шлюпки; 18 — кабина капитана; 19 — вертолетная площадка; 20 — помещение управления; 21 — столовая; 22 — служебные помещения (офисы); 23 — буровая лебедка; 24 — ротор

минимальный расход материалов и снижение трудоемкости;
учет конкретных районов применения ППБУ.

Естественно, в перечисленных требованиях есть противоречивость, и осуществить их в одной конструкции невозможно, поэтому при проектировании учитывают конкретные условия предполагаемого района применения ППБУ (глубину бурения, глубину воды, волнение моря, скорость ветра, ледовую обстановку и др.). На рис. 25.6 показана схема расположения технологического и общесудового оборудования на ППБУ «Садко-730». Ниже приведены некоторые технические данные этой установки (наиболее легкой из всего ряда «Садко»):

Тип буровой лебедки.....	Е 3000
Число буровых насосов	2
Число кранов грузоподъем- ностью:	
50 т	2
72 т	1
<i>Якорная система</i>	
Число якорей.....	8
Масса якоря, т.....	13,6
Калибр цепи, мм.....	76
Длина цепи, м.....	1000 — 1220

Мощность подруливающих устройств системы динамической стабилизации 4706 — 18 382 кВт; допускаемая высота волны в рабочем положении 12,2 — 27,5 м, на стоянке 30,5 м; глубина воды 244 м.

ПЛАВУЧАЯ ПОЛУПОГРУЖНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА ТИПА «ШЕЛЬФ»

ППБУ 6500/200 типа «Шельф» предназначена для бурения разведочных нефтяных и газовых скважин глубиной до 6000 м при глубине моря до 200 м, а в Балтийском море — от 90 до 200 м. Конструкция установки включает шесть цилиндрических стабилизирующих колонн, два понтона прямоугольной формы и верхний корпус. Понтоны увязаны горизонтальными раскосами диаметром 2,35 м и наклонными подкосами диаметром 1,55 м. По наружному контуру под продольными и поперечными переборками установлены опорные балки прямоугольного сечения 1,8×1,2 м, которые опираются на стабилизирующие колонны и раскосы.

Водонепроницаемость понтонов, стабилизирующих колонн, верхнего корпуса и рубок обеспечивается в соответствии с требованиями норм «Суда металлические морские. Методы и нормы испытания корпусов на непроницаемость».

Основные размеры установки и ее составных частей (в м) приведены ниже:

Установка:	
длина (с вертолетной площадкой)	~98
ширина без кронштейнов для якорей/с кронштейнами	64,2/71,6
высота с буровой вышкой (от основной плоскости)	~94
Верхний корпус:	
длина	62,4
ширина	49,2
высота.....	6,0
Нижние понтоны:	
длина (наибольшая)	91,96
ширина	15,0
высота.....	6,0

Данные о водоизмещении и осадке ППБУ указаны в табл. 25.1.

Таблица 25.1

Водоизмещение и осадка ППБУ в зависимости от ее состояния

Состояние ППБУ	Водоизмещение, т	Осадка, м
Порожнее	11 600	$d_{cp} = 4,75; d_n = 4,36;$ $d_k = 5,13^*$
Порожнее (с жидким балластом)	1800	4,83
Эксплуатационное	19 770	14,3
Отстой при «же-стком» шторме	18 610	12,0
* d_{cp}, d_n, d_k — осадка судна средняя, нормальная и при качке.		

ППБУ в рабочем состоянии (при строительстве скважины) обеспечивает работу при волнении до 6 баллов и скорости ветра до 17 м/с. Якорная система обеспечивает перемещение:

в режиме эксплуатации не более 4 % глубины моря (в Балтийском море начиная с 90 м и в Баренцевом — от 120 до 200 м);

в режиме шторма (ежегодного) — не более 8 % глубины моря;

в режиме штормового отстоя (выживания) — не более 15 % глубины моря.

Эксплуатация ППБУ в Баренцевом и Балтийском морях на глубине 60—90 м обеспечивается:

в режиме бурения — при волнении моря не более 5 баллов и скорости ветра не более 12 м/с;

в режиме штормового отстоя — при волнении моря не более 10 баллов и скорости ветра не более 25 м/с.

Морские переходы ППБУ осуществляются при волнении не более 6 баллов. В табл. 25.2 указаны судовые и технологические запасы, обеспечивающие автономность эксплуатации установки в течение 30 сут.

Таблица 25.2

Судовые и технологические запасы ППБУ

Запасы	Количество запасов, т		
	при переходе	в эксплуатации	при штормовом отстое
Судовые:			
топливо	400	800	800
масло	54	54	54
питьевая вода	35	70	70
техническая вода	70	140	140
пресная вода	126	239	239
Технологические:			
бурильный инструмент	50	50	50
бурильные и обсадные трубы	300	480	480
порошкообразные материалы	200	600	600
углекислотный реагент (УЩР)	50	50	50
буровой раствор в цистернах	60	550	550
ИТОГО	1345	3033	3033

Для сбора отходов бурения на ППБУ установлены шесть контейнеров вместимостью 3,625 м³ каждый.

Требуемая осадка ППБУ при переходе и в эксплуатации обеспечивается заполнением или осушением цистерн жидкого балласта в понтонах.

Общая численность обслуживающего персонала составляет 73 чел. Персонал размещается в одно- и двухместных каютах.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ППБУ

Комплекс технологического оборудования предназначен для обеспечения всего цикла строительства скважины. Он включает:

- комплексную буровую установку в блочном исполнении Уралмаш 6000/200 ППЭМ;
- компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны на талевом блоке;
- комплект цементирующего оборудования, состоящий из цементирующей насосной станции и системы приготовления тампонажных растворов;
- установку для транспортирования и хранения порошкообразных материалов;
- компрессорные станции высокого и низкого давлений;
- лабораторию буровых растворов и грунтов, фотолабораторию;
- помещение для хранения источников нейтронов;
- кладовую ЗИП технологического комплекса;
- комплекс подводного устьевого оборудования;
- комплекс палубного технологического оборудования «Поиск» КПТО-1600-ОМ1;
- комплекс каротажного оборудования;
- глубоководный водолазный комплекс.

Ниже приведена техническая характеристика буровой установки Уралмаш 6000/200 ППЭМ:

Средства механизации.....	КМСП-6500*, пневмоклинья, буровой ключ АКБ-3М2-300, пневмораскре-
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	3200
Максимальный вес бурильной колонны, кН	2000
Мощность, кВт:	
привода спускоподъемного механизма	1420
привода буровых насосов	2400
ротора при напряжении 440 В	400
Скорость подъема крюка, м/с:	
минимальная	0,2
максимальная	1,7
Частота вращения ротора, с ⁻¹ :	
минимальная	0,17 – 0,33
максимальная	3,33 – 200
Номинальная длина свечи, м	24 – 29
Тип буровой лебедки	ЛБУ-2000П
Номинальная мощность двигателя, кВт	2710
<i>Ротор</i>	
Тип	Р-1260
Диаметр проходного отверстия в столе, мм	4000
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	5000
<i>Буровой насос</i>	
Тип	УНБТ-950
Число	3
Максимальная подача, л/с	46
Максимально развиваемое давление, МПа	32

Подача инструмента на забой.....

питель, вспомогательная
лебедка (5 т)
Регулятор подачи долота
РПД-111

*Комплекс механизмов с дистанционным управлением подъема, переноса и установки свечей.

Комплект цементировочного оборудования, состоящий из трех насосных агрегатов 11-Т и одного агрегата 4Р-700, обеспечивает наибольшее давление 70 МПа при подаче 5,82 л/с и 40 МПа при подаче 35,5 л/с. Оборудование расположено в помещении цементировочных насосов. Циркуляционная система состоит из пяти резервуаров для бурового раствора вместимостью 360 м³. Производительность системы по грубой очистке — 76 л/с, по тонкой очистке — 0,09 м³/с (по песку) и 0,045 м³/с (по илу). Имеется пять резервуаров вместимостью 36 м³ для жидких химических реагентов. Рабочие резервуары для бурового раствора снабжены 11-ю механическими перемешивателями.

Оборудование для очистки и приготовления бурового раствора расположено на верхней палубе на платформе по правому борту. Емкости для бурового раствора установлены на главной палубе по правому борту.

Оборудование для транспортирования и хранения порошкообразных материалов состоит из девяти бункеров хранения, двух разгрузочных (для барита и бентонита), двух циклонов СК-ЦН, системы трубопроводов, запорных и соединительных элементов. Общая полезная вместимость всех бункеров хранения 328,5 м³. Производительность пневмотранспорта при транспортировании: барита — 33,2, бентонита — 33,3, цемента — 50 кг/с.

Компрессорная станция состоит из установки низкого давления, обеспечивающей сжатым воздухом пневмотранспорт, управление буровым комплексом и систему управления подводным устьевым оборудованием; установки высокого давления для обеспечения сжатым воздухом буровой установки, систем натяжения направляющих канатов, морского стояка, систем водолазного комплекса и процесса опробования скважин. В комплект входят три компрессора ВШВ-2,3/230, два блока осушки. Максимальное давление воздуха в системе — 23 МПа, подача одного компрессора — 0,038 м³/с (2,3 м³/мин). Станция размещена на главной палубе по правому борту.

Подводное устьевое оборудование (ПУО) состоит из одного комплекта противовыбросового оборудования 540×210, одного комплекта противовыбросового оборудования 350×700, морских стояков СМ 610 и СМ 406, системы натяжения направляющих канатов, системы управления подводным противовыбросовым оборудованием, дивертором, устьевыми соединениями аварийной акустической системы манифольда и системы управления ПУО.

Стационарно устанавливаемое оборудование размещают на спайдерной и верхней палубах, а также подвышечном портале, нестационарно устанавливаемое — на спайдерной и верхней палубах (секции морского стояка, блоки превенторов, телескопической компенсатор, приспособления и инструмент).

Комплекс палубного технологического оборудования «Поиск» состоит из блока устьевого нагревателя, блока сепарации и измерения, мерной емкости, насосного блока, блока приема продукции, блока сжигания, установки утилизации пластовых вод, комплекта трубопроводной обвязки и системы контроля и управления.

Для обслуживания технологического оборудования на ППБУ установлены мостовые электрические краны, подвесные ручные краны и тали.

Комплекс энергетического оборудования ППБУ включает:

автономные энергетические установки, состоящие из дизель-генераторов, объединенных в единую энергетическую систему, в которую входят основные дизель-генераторы переменного тока, тиристорные преобразователи и электропривод постоянного тока, тиристорные преобразователи и электропривод постоянного тока, соединенные по схеме синхронный генератор — тиристорный преобразователь — электродвигатель постоянного тока (аналогично системе, примененной на СПБУ);

вспомогательные дизель-генераторы переменного тока, питающие энергией электроприводы вспомогательных механизмов;

котельную установку, состоящую из двух котлоагрегатов КАВ 2,5/7 производительностью по 0,694 кг/с (2500 кг/ч), трех утилизационных котлов производительностью по 0,111–0,14 кг/с (400–500 кг/ч);

две опреснительные установки Д4У производительностью 0,16–0,135 кг/с (10–12,5 т/сут) каждая.

На ППБУ имеется 15 щелочных аккумуляторных батарей, объединенных в три параллельно соединенные группы напряжением 27,6 В для питания сигнальных огней «Не могу управлять», автоматики дизель-генераторов, прибора автоматической коммутации проблесковым огнем, предупредительного проблескового огня, пожарной системы жидкостного (химического) тушения и авральной сигнализации при выходе из строя основного питания или его отключении. ППБУ также снабжена пятью щелочными аккумуляторными батареями типа 5НК-125-Т, объединенными в пять параллельно соединенных групп с использованием в каждой группе в одной из батарей трех аккумуляторов напряжением 27,6 В для питания светильников малого аварийного освещения при выходе из строя основного питания или его отключении.

Для питания потребителей, имеющих напряжение, отличное от напряжения судовой сети, на ППБУ установлены соответствующие трансформаторы и преобразователи.

УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ППБУ

Управление и контроль работ ППБУ, уровень и объем средств автоматизации должны обеспечивать высокие технико-экономические показатели, удобство эксплуатации и соответствовать требованиям, предъявляемым к судам со знаком автоматизации А2 Правил Регистра РФ. Управление всем комплексом ППБУ осуществляют с главного поста управления (ГПУ), центрального поста управления (ЦПУ), центрального пожарного поста (ЦПП), постов управления буровым и технологическим комплексами и местных постов управления.

ГПУ размещают на палубе рубки 1-го яруса. В помещении ГПУ расположены пост управления положением ППБУ, в том числе погружением и всплытием, и судовой вертолетный командный пункт (СВКП). Пост управления положением ППБУ включает: пульт информационно-измерительной и управляющей системы стабилизации положения ППБУ системы «Якорь», средства внутрисудовой связи, пульт управления погружением и всплытием ППБУ с органами дистанционного управления балластными насосами,

арматурой и приборами контроля параметров балластной системы, а также щитом сигнализации системы газоанализа.

СВКП предназначен для управления средствами обеспечения полетов вертолетов и оборудован выносным постом связи с вертолетом, приборами коммутации огней вертолетной площадки и средствами внутрисудовой связи.

ЦПУ расположен в выгородке машинного отделения, имеющего шумопоглощающую изоляцию и систему кондиционирования воздуха. За механизмами машинного отделения оператор наблюдает через иллюминаторы. Из ЦПУ осуществляют контроль и управление электроэнергетической установкой, вспомогательными механизмами, общесудовыми системами и тиристорными преобразователями с периодическим обслуживанием механизмов с местных постов. На пульте ЦПУ в приборных щитах установлены органы управления и приборы контроля.

В помещении ЦПУ расположены: центральный пожарный пост, органы управления пожарными и охлаждающими насосами, приборы контроля параметров пожарной системы, сигнализация о предельно допустимых концентрациях (ПДК) сероводорода, взрывоопасных концентрациях паров нефти и нефтяных газов, о падении давления продува электрооборудования и уменьшении перепада давления между технологическими помещениями. ЦПУ — основное место несения вахты машинной команды, оборудованное средствами внутрисудовой связи.

Пост управления буровыми и технологическими комплексами состоит из постов: бурильщика, бурового мастера, управления буровыми насосами, управления цементировочной системой, управления компрессорной станцией низкого давления.

С поста бурильщика управляют главными электроприводами, компенсатором вертикальных перемещений, ключом АКБ и вспомогательной лебедкой. Пост оборудован органами управления перечисленными механизмами, приборами, средствами внутрисудовой связи, пультом телевизионного контроля подводного устьевого оборудования. С поста бурового мастера осуществляют контроль работы бурового и технологического оборудования, газовый контроль воздушной среды в помещениях и пространствах технологического комплекса и контроль давления продува электрооборудования. Пост снабжен пультом показывающих приборов бурового мастера, приборами системы газового контроля, регистраторами, панелью технологической сигнализации, щитом автоматики газоанализа и продува электрооборудования технологического комплекса, средствами внутрисудовой связи, видеоконтрольным устройством ТВ ПУО, пультом аварийного закрытия превенторов, аппаратурой гидроакустического срабатывания типа «Охта».

Пост управления буровыми насосами установлен в помещении буровых насосов. Он включает пульта управления буровыми насосами и насосом глиноприготовления, пульт показывающих приборов циркуляционной системы и средства внутрисудовой связи. С поста управляют буровыми насосами и насосами глиноприготовления при бурении скважины.

Пульт управления цементировочной системой состоит из поста управления цементировочными насосами, пульта показывающих приборов цементирования, средств внутрисудовой связи. С поста осуществляют кон-

троль и управление цементировочной системой при цементировании скважин. Пост установлен в помещении цементировочных насосов.

Пост управления компрессорной станцией находится в помещении компрессорной станции и состоит из щита управления компрессорами воздуха низкого давления и средств внутрисудовой связи. С поста осуществляют контроль и управление компрессорами воздуха низкого давления для технических нужд.

Местные посты управления расположены непосредственно у механизмов и предназначены для управления ими.

ППБУ также снабжена системами контроля и управления, включая дистанционное автоматическое управление работой основных и вспомогательных механизмов, основных и вспомогательных технологических и общесудовых установок и устройств.

ППБУ располагает:

- системой контроля и управления механической установкой;
- системой контроля и управления вспомогательными механизмами и системами;
- системой контроля и управления судовыми системами;
- системой контроля и управления судовой электростанцией;
- системой контроля и управления охлаждением тиристорных преобразователей;
- системой контроля и управления положением ППБУ;
- системой контроля крена, дифферента и осадки;

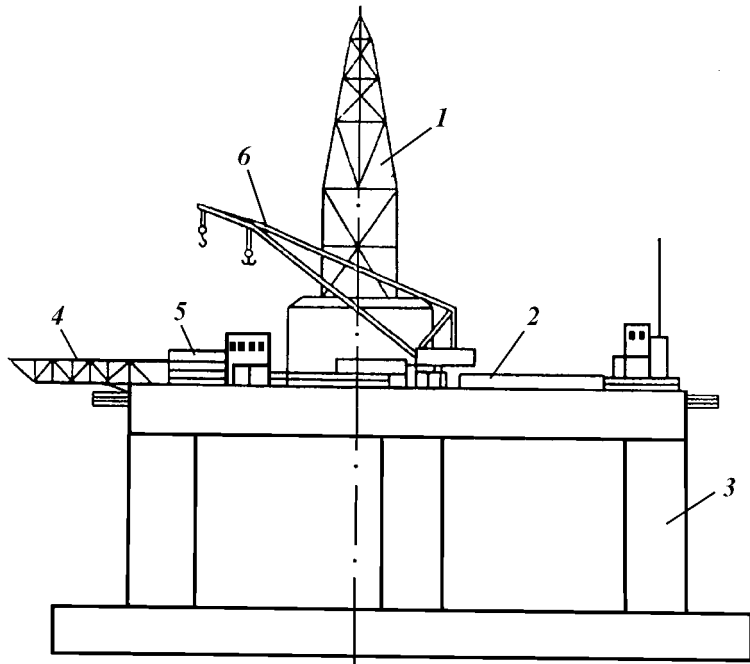


Рис. 25.7. Схема расположения оборудования на ППБУ типа «Шельф»:

1 — вышка; 2 — трубы; 3 — ППБУ; 4 — вертолетная площадка; 5 — жилые и культурно-бытовые помещения; 6 — поворотный кран грузоподъемностью 63 т

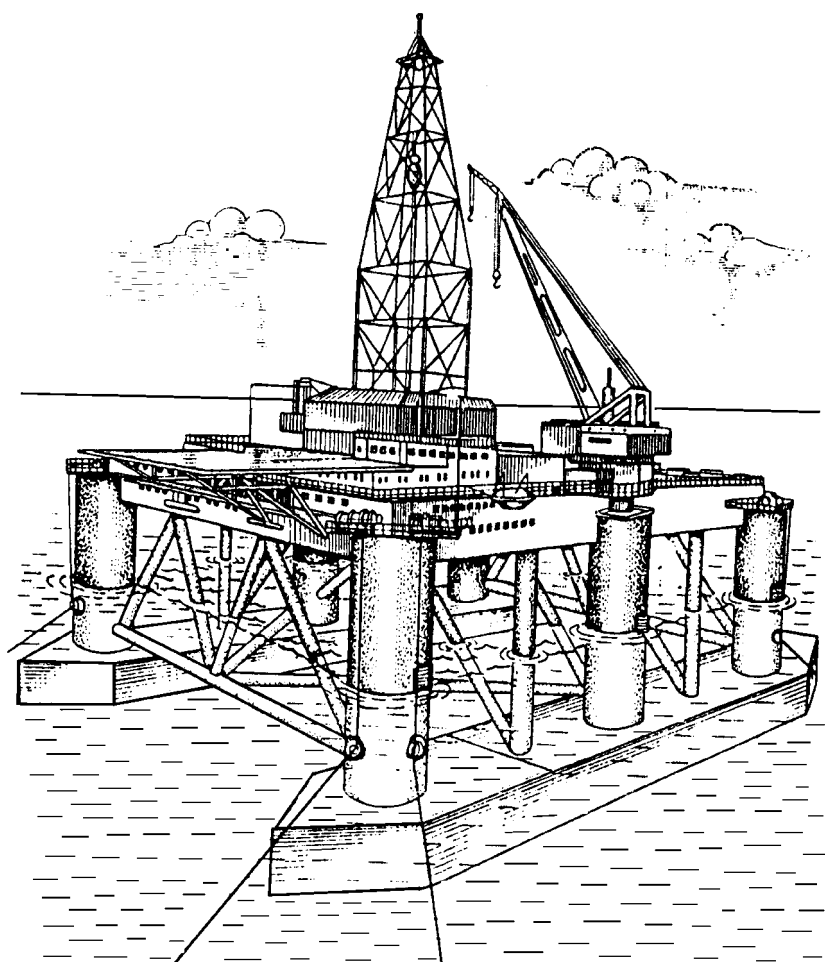


Рис. 25.8. Общий вид ППБУ типа «Шельф»

системой централизованного контроля;
системой контроля технологических процессов строительства скважин;

системой газового контроля технологических помещений;
системой контроля давления продува электрооборудования и перепада давления в технологических помещениях;

системой контроля и управления комплексом оборудования опробования и освоения скважин «Поиск».

На рис. 25.7 показана схема расположения мест установки оборудования на ППБУ типа «Шельф», а на рис. 25.8 — общий вид этой ППБУ.

ПЕРЕГОН ППБУ НА НОВУЮ ТОЧКУ

Перед транспортированием проводят подготовку установки, заключающуюся в проверке оставшихся технологических и судовых запасов,

которые можно оставить на установке, исходя из обеспечения требуемой осадки и остойчивости при перегоне, убирают якорные цепи в цепные ящики, а якоря укладывают на специальные кронштейны.

Если буксировку проводят в пределах площади бурения и при благоприятной погоде, то переход допускается осуществлять при осадке, т.е. без всплытия установки.

Остойчивость ППБУ проверяют по формуле

$$K = M_c / M_v \geq 1,3,$$

где M_c — опрокидывающий момент; M_v — кренящий момент.

До начала транспортирования разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от района плавания, расстояния, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указывают скорость буксировки, мощность и схему расположения буксиров и другие мероприятия, обеспечивающие безопасное транспортирование.

Буксировку ППБУ осуществляют с ограничением по погодным условиям. Обычно волнение ограничивается 5–6 баллами и ветер — 7–8 баллами. В практике расчеты прочности узлов и системы буксировки выполняют в соответствии с требованиями контролирующих органов и с учетом накопленного опыта. Основа определения расчетных нагрузок — скорость буксировки и нагрузки в наихудшем их сочетании. Если имеются две точки крепления буксиров, то буксировочные узлы рассчитывают каждый в отдельности на прочность, исходя из приложения к каждому полной буксировочной нагрузки на ППБУ.

Буксирное оборудование обычно включает в себя лебедку, буксирный трос, амортизационные узлы, устройства и снаряжения.

Лебедка должна быть надежно закреплена и иметь достаточное тяговое усилие для выбирания троса на барабан лебедки. Буксир должен иметь резервный буксирный трос на своем барабане для быстрой замены случайно разорвавшегося троса. Кроме статического тягового усилия, трос должен выдерживать и динамические нагрузки, вызываемые движением буксира и буксируемой установки. Коэффициент запаса буксируемого троса рекомендуется равным 2,5. Так как около 30 % повреждений троса происходит на кормовой палубе, то рекомендуется подготовить палубу в местах трения троса, обеспечивая его защиту различными защитными средствами.

По окончании транспортирования ППБУ наводят на точку бурения, по имеющейся схеме развозят якоря и якорные цепи. При наводке установку располагают таким образом, чтобы направление максимальной удерживающей силы системы удержания совпадало с направлением максимальных внешних воздействий окружающей среды. После раскладки всех якорей подтягивают якорные цепи, предварительно создавая их натяжение.

Натяжение определяется условием, при котором смещение ППБУ от начального положения при действии максимальных внешних сил было в допустимых пределах. Эти пределы для различных районов разные. По окончании раскладки якорей ППБУ переводят в рабочее положение путем заполнения балластом нижних понтонов до расчетного значения осадки для рабочего положения ППБУ.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ППБУ

При определении типа ППБУ для конкретного района работ изучают окружающую среду и, располагая достоверными данными о скорости ветра, высоте волн, скорости течения, ледовой обстановке и другими сведениями, приступают к рассмотрению характеристики ППБУ, ее возможности по обеспечению безопасности ведения буровых работ в этом районе с наибольшей экономической отдачей.

Особенностью эксплуатации ППБУ при бурении скважин является то, что такая установка, в отличие от СПБУ, находится на плаву и жестко не связана с морским дном. Связь ППБУ с морским дном осуществляется через водоотделяющую колонну (морской стояк). Ее верхний подвижный конец присоединен к ППБУ, а нижний с помощью телескопического соединения — к верхнему концу нижней секции, нижний конец которой шарнирно прикреплен к подводному устьевому оборудованию (ПУО), установленному на морском дне.

Морской стояк обеспечивает замкнутую циркуляцию бурового раствора и изоляцию ствола бурящейся скважины от морской воды. Находящаяся в морском стояке буровая колонна подвешена через компенсатор вертикального перемещения на талевом блоке. Телескопическое соединение морского стояка и наличие компенсатора вертикального перемещения обеспечивают ограниченное перемещение ППБУ по вертикали по отношению к ПУО, жестко закрепленному на морском дне. Горизонтальное перемещение ППБУ по отношению к устью скважины ограничивается допустимой гибкостью буровой и обсадной колонн и конструкции шарнира морского стояка. Обычно горизонтальное перемещение составляет 3–5 % глубины моря. Вертикальное перемещение ограничивается длиной хода компенсатора.

На рис. 25.9 показана схема сил, действующих на ППБУ. Эти силы подразделяют на три группы. К первой группе относят F_1, F_2, F_3 — силы внешних воздействий (ветра, волн, течений); ко второй — P_2 — постоянные силы тяжести ППБУ; Q_1, Q_2 — силы поддержания ППБУ; P_3 — силы тяжести технологических и судовых запасов, относящихся к медленно изменяющимся нагрузкам; к ним относятся также силы тяжести P_4, P_5 балласта в нижних понтонах. И, наконец, в третью группу входят P_1 — допускаемая максимальная нагрузка на кронблок буровой вышки, создаваемая буровой или обсадной колонной; T_1, T_2 — функциональные нагрузки от натяжения якорных цепей; T_3, T_4 — функциональные нагрузки от сил натяжения морского стояка.

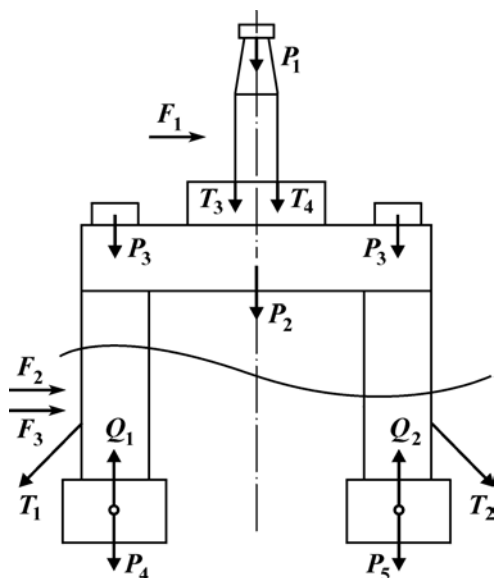


Рис. 25.9. Схема сил, действующих на ППБУ

В процессе спускоподъемных операций нагрузка на кронблок изменяется в широких пределах — от нуля до максимального значения. Изменяются также нагрузки от натяжения морского стояка, якорных цепей, технологических и судовых запасов, сил тяжести балласта. Воздействие нагрузок от этих сил вызывает вертикальные и горизонтальные перемещения ППБУ. Эти перемещения ограничиваются конструкцией узлов и материала бурильной и обсадной колонн, а также конструкцией узлов морского стояка.

Современные ППБУ в режиме бурения могут выдерживать воздействие волн высотой 10–12 м, скорости ветра 18–24 м/с, скорость течения 1,5 м/с и более. Например, ППБУ нового поколения «Зейн барнес», рассчитанная на работу в водах до 1520 м, может бурить при ветре 38 м/с и высоте волн 20 м.

С увеличением скорости ветра и высоты волн выше допускаемых для данного типа установки бурение прекращают и ППБУ переводят в другой эксплуатационный режим — штормовой отстой. Для этого бурильную колонну поднимают из скважины, ослабляют натяжение якорных цепей, тросов, морского стояка в целях уменьшения действия на них усилий от ветра и волн. При этом горизонтальные перемещения допускаются, равные 7–10 % глубины моря. Подход судов и посадка вертолета запрещаются.

В случае жесткого шторма бурильные свечи убирают и укладывают их в горизонтальное положение на палубные стеллажи. Морской стояк разбирают и секции укладывают на палубу. Якорные цепи ослабляют больше, чем в первом случае. Во избежание ударов волн в конструкцию верхнего корпуса ППБУ увеличивают клиренс установки путем откачки балласта из нижних понтонов и уменьшения осадки. Указанные операции проводят в соответствии с требованиями нормативных документов, правил, предписаний и т.п.

Расположение подводного устьевого комплекса на морском дне внесло специфику не только в технологию бурения, но и в технологию крепления скважин. В частности, спуск, цементирование и герметизация обсадных колонн с плавсредств требуют определения допустимой скорости спуска обсадной колонны с учетом вертикального перемещения ППБУ для предотвращения гидравлического разрыва пласта; надежности ее подвески с помощью специальных подводных колонных устройств, заменяющих традиционную колонную головку, применяемую на суше.

25.6. БУРОВЫЕ СУДА (БС)

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ

Удаление районов буровых работ от береговых баз, сложность и малая скорость буксировки, а также небольшая автономность снижают эффективность использования полупогружных буровых установок, поэтому для поискового и разведочного бурения в отдаленных районах применяют буровые суда.

Конструктивная особенность бурового судна — расположение на палубе оснащенной буровой вышки с подвыщечным основанием, а внутри судна и на палубе — комплекса бурового и другого технологического обо-

рудования и систем, обеспечивающих бурение нефтяных и газовых скважин в морских экваториях.

Обычно буровую вышку устанавливают в центральной части судна и скважину бурят через шахту, встроенную в судне. На некоторых судах после окончания бурения скважины буровые вышки опускают с помощью специальных устройств и укладывают в горизонтальном положении.

Основным режимом эксплуатации буровых судов является бурение скважины (85–90 % всего времени эксплуатации судна). В связи с этим форма корпуса и соотношение главных размеров определяются требованиями устойчивости и обеспечения стоянки с возможно малыми перемещениями. Вместе с тем форма корпуса должна соответствовать скорости передвижения судна не менее 10 узлов. Характерная особенность для буровых судов — малое отношение ширины к осадке, равное 3–4. Причем наблюдается тенденция уменьшения этого отношения, что можно объяснить расширением районов работы и требованиями повышения мореходности. Выбор главных характеристик судна зависит от требуемой грузоподъемности, которая определяется расчетной глубиной бурения скважин и автономностью судна.

Дедвейт современных буровых судов достигает до 5000–7000 т. Он включает жидкое топливо, жидкий буровой раствор, порошкообразные материалы, химические реагенты для приготовления бурового раствора, цемент, питьевую, техническую и пресную воду, обсадные и бурильные трубы, другие материалы и оборудование. Например, дедвейт бурового судна «Валентин Шашин» составляет 6990 т.

Дизель-электрическое буровое судно «Валентин Шашин» предназначено для бурения поисковых и разведочных нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м на глубинах акваторий морей и шельфа до 300 м.

Корпус судна, оборудование, трубопроводы, кабели, расположенные на верхней палубе судна, изготовлены из материалов, обеспечивающих устойчивость к длительному воздействию низких температур (до -40°C). Запасы расходных материалов, продовольствия, пресной воды и другие должны обеспечивать работу судна в течение 100 сут.

Производство буровых работ обеспечивается судном при перемещениях судна и метеорологических условиях, указанных в табл. 25.3.

Максимально допустимое отклонение судна от центра скважины при бурении скважины 0–5 % глубины воды, а при находящейся в скважине бурильной колонне (без ведения бурения) — 5–16 % глубины воды. Минимальная температура воздуха, при которой судно можно эксплуатировать для ограниченного района эксплуатации, составляет -25°C . Максимальная температура воды $+32^{\circ}\text{C}$, минимальная -3°C .

Безопасность судна обеспечена благодаря двойным бортам средней части корпуса. Спасательные средства рассчитаны на 100 чел. Фекально-сточные воды обрабатывают в двух установках биологической очистки. Твердые осадки обработки складировуют в контейнерах и периодически удаляют на берег. Нефть, извлеченная из бурового раствора, сжигают в специальной форсунке на факеле. Буровое судно состоит из трех отделений (рис. 25.10).

1. **Носовое отделение** разделено тремя твиндеками. В твиндеке № 3 (4100 мм от килевой линии) имеется помещение подруливающих устройств и вспомогательных двигателей. В твиндеке № 2 (7155 мм над килевой линией) 28 размещены: рефрижераторные помещения для сухой провизии, ус-

Таблица 25.3

Сочетание нагрузок при производстве буровых работ

№ п/п	Фактор (метеорологический параметр)	Максимальные условия бурения	Предельные случаи сочетания		Предельные условия плавания (выживания)
			I	II	
		Совместная нагрузка от факторов 1–6 и рабочих нагрузок			Совместная нагрузка от факторов 1, 3, 4, 6
1	Скорость ветра, м/с	51,8	34	51,8	51,8
2	Постоянный крен, градус	3	2	3	—
3	Бортовая качка (полуамплитуда), градус	10/10	5/10	10/10	30/10
4	Килевая качка (полуамплитуда), градус	4/10	2/12	14/10	3/10
5	Вертикальная качка, м	3,6/8	3,6/8	6,6/8	—
6	Нагрузка (груз) на крюке, кН	33,8	22,5	Нет	—
7	Нагрузка от собственного веса подсвечника, кН	—	18	18	9

Примечания: 1. Для всех видов качки в знаменателе указаны периоды в секундах.

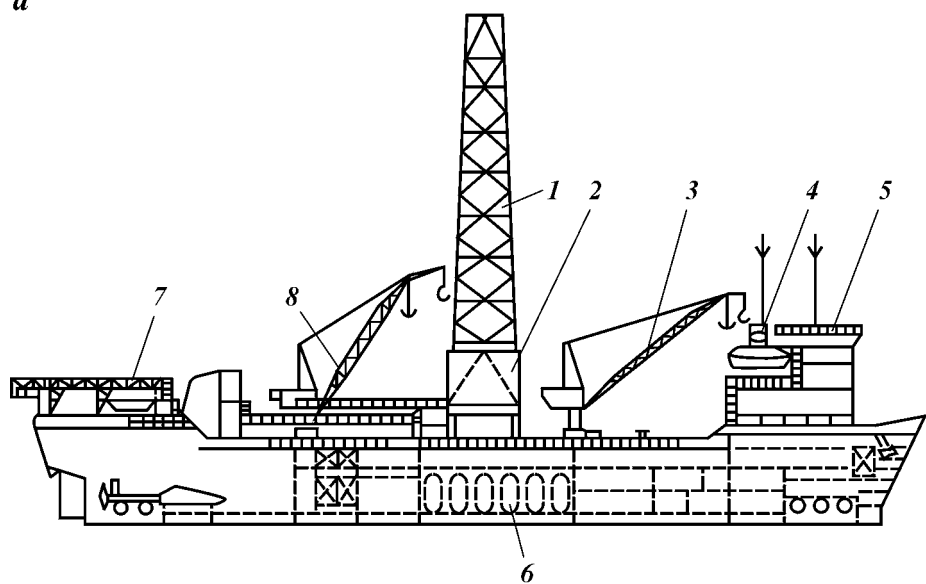
2. Центр бортовой качки (ниже основания буровой вышки) равен 13,2 м.

тановка для очистки сточных вод, две емкости для питьевой и две для бытовой воды. В твиндеке № 1 (10055 мм над килевой линией) 23 размещены кладовые для сухой провизии, вещевые кладовые, туалеты, баня, каюты для экипажа. В носовом отделении под главной палубой расположен форпик с цепными ящиками. В носовой части, в районе главной палубы 18, расположены: камбуз, прачечная, туалеты, помещения для хранения белья, столовые, каюты, палуба полубака 13 с якорной лебедкой и люком над помещением подруливающих устройств. В палубной надстройке размещены: служебные помещения, лазарет, каюты и туалеты, шлюпочная палуба 11 с двумя спасательными шлюпками 4, каютами с туалетами. В носовом отделении имеются также палуба ходового мостика 14 с рулевой и штурманской рубкой 5, радиорубкой, помещением для системы автоматического позиционирования и помещением для кондиционирования воздуха, верхняя палуба 12 с мачтой. Под твиндеком № 2 (6000 мм над килевой линией) 27 размещен трюм для хранения бурильных труб и установлены восемь емкостей для топлива, два креновых и два дифференциальных танка и один балластный.

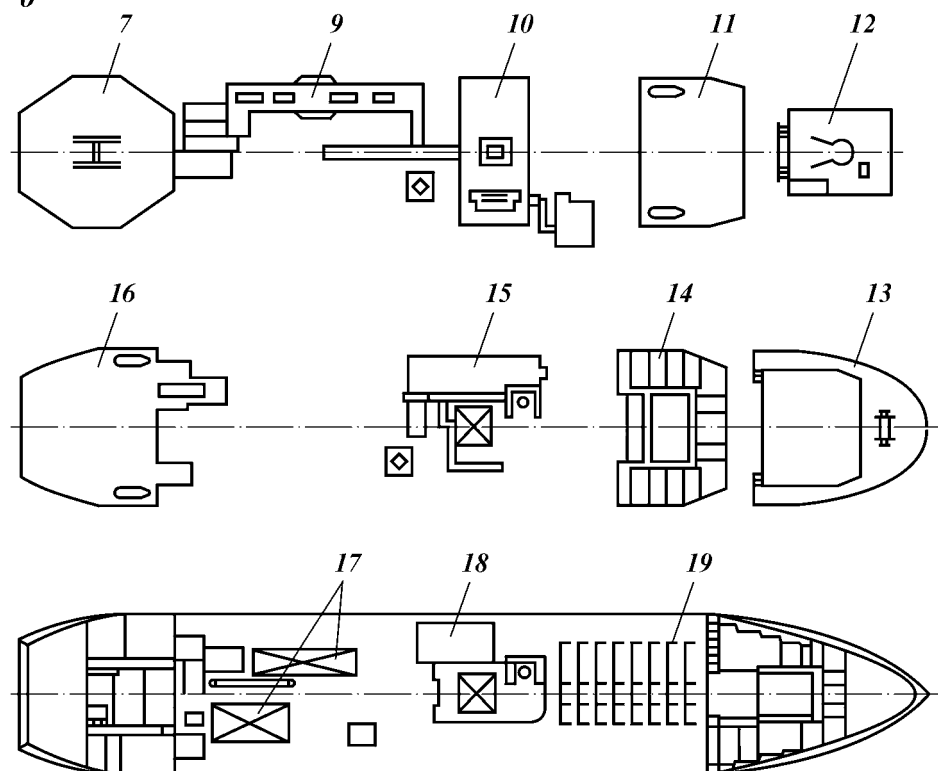
На высоте 3600 мм над килевой линией расположены кладовая с люком в твиндеке. У правого и левого бортов имеются цистерны для хранения сточных вод по 20 м³ каждая. На твиндеке размещены два трюма для складирования обсадных труб. Погрузочно-разгрузочные операции с трубами осуществляют краном через длинные люки на главной палубе. На этой же палубе установлены стеллажи для обсадных труб и секций водоотделяющей колонны. У правого борта находится кран 3 грузоподъемностью 40 т для погрузочно-разгрузочных операций.

2. В **средней части** судна расположены палуба обработки бурового раствора 15, буровая шахта 26 для пропуска бурового инструмента, подводного противовыбросового оборудования и других механизмов для производства буровых работ, а также колодец для водолазного колокола. Слева и справа от буровой шахты на палубе танков установлены бункеры 6 для цемента барита и бентонита.

a



b



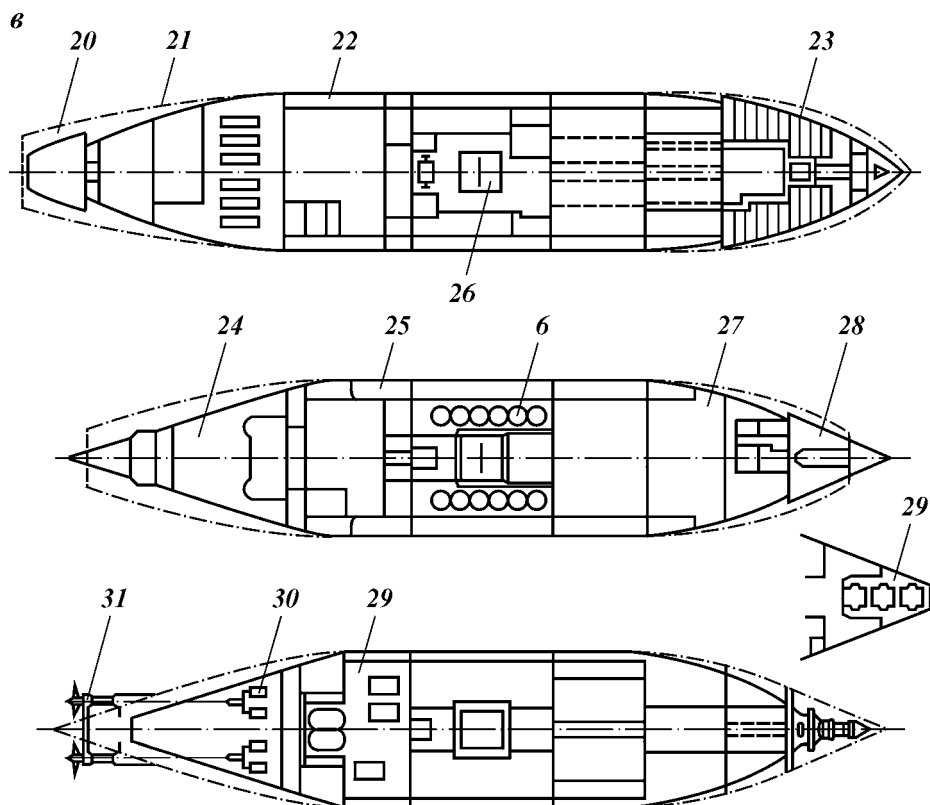


Рис. 25.10. Буровое судно «Валентин Шашин»:

а — вид сбоку; *б* — планы главной палубы, буровой площадки, палубы бурового раствора, верхней палубы, палубы шлюпок, вертолетной площадки, полюта, капитанского мостика, палубы обработки бурового раствора, палубы мостика, палубы полубака и др., *в* — планы ахтерника, палубы бортовых цистерн, твиндеков и пр.

Перед буровой шахтой, со стороны носовой части, смонтированы узлы гидравлической системы натяжного устройства. В этой части имеется также танк для пресной буровой балластной воды. На твиндеке № 2 (6800 мм над килевой линией) 25 за водолазным колодцем расположены лаборатория бурового раствора, кладовые для рекуператоров и компрессорная.

Твиндек № 1 (9300 мм над килевой линией) служит для хранения превенторного оборудования с поворотными платформами под буровой шахтой. По левому и правому бортам находятся мастерская превенторного оборудования, склады, компрессорное отделение, склад баллонов сжатого воздуха, декомпрессорные камеры, лаборатория и аппаратная подводного телевидения.

По левому борту размещены три цистерны циркуляционной системы бурового раствора, на которых установлены вибросита, дегазаторы, пескоотделители и другое оборудование для приготовления бурового раствора и его очистки.

На верхней палубе расположены вентиляторы и кабина бурового мастера. На буровой площадке 10 размещена оснащенная буровая вышка 1, портал 2, ротор, лебедка и другое оборудование. На палубе бортовых цис-

терн 22 установлены цистерны для бурового раствора, одна цистерна для химикатов, насосы для бурового раствора, цемента и т.д. (9300 мм над килевой линией).

Склад для мешков сыпучих материалов размещен на твиндеке № 2 (6800 мм над килевой линией) 24.

На главной палубе 18 установлены стеллажи для хранения труб 19, секции водоотделяющей колонны 17 и платформа с тележкой для подачи этих секций к центру скважины. У левого борта размещена платформа с оборудованием для опробования скважины и кран 8.

3. В **кормовой части** судна расположены полуют 16, отделение двигателей 31 с приводами 30 и помещение буровых и вспомогательных насосов 29. Под твиндеком № 3 (4100 мм над килевой линией) 24 находится помещение для распределительных щитов, трансформаторов и др. Главное машинное отделение, пост управления, отделение вспомогательных механизмов и емкости для жидкого топлива и масла размещены на твиндеке № 2 (7600 мм над килевой линией) 21. На верхней палубе (9300 мм выше килевой линией) в ахтерпике 20 размещены рулевая машина и кладовая. В этой части также расположены: на главной палубе — вентиляционное отделение, мастерские, помещение аварийного генератора, котельное отделение, установка для сжигания отходов, одна рабочая шлюпка и кладовые, палуба юта со швартовым оборудованием и двумя спасательными шлюпками; в надстройке — вентиляционная, помещение для ацетилена, углекислоты, кислорода, фонарная кладовая. Над надстройкой с удлиненной платформой расположены каротажная установка, вертолетная площадка 7 с предохранительной сеткой, две стрелы для сжигания продуктов опробования скважины и площадки 9.

Взлетно-посадочная площадка (ВПП) 7 для взлета и посадки вертолетов ограждена брусом (комингсом). На ВПП предусмотрены устройства для швартовки и закрепления вертолета.

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от технологии бурения скважин на суше. Однако бурение скважин с буровых установок, находящихся на плаву (БС, ППБУ) во время проводки скважин, имеет некоторые особенности.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации вертикальных перемещений бурильной колонны между талевым блоком и крюком монтируют специальное устройство — компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством — водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемым между подводным противовыбросовым оборудованием и палубой установки.

Буровая вышка испытывает дополнительные динамические нагрузки, возникающие во время качки, как при бурении, так и при переходе с оконченной бурением скважины на новую точку.

Циркуляционную систему промывки скважины, очистки и приготовления бурового раствора выполняют закрытой и замкнутой, так как применение открытой желобной системы вследствие качки судна затруднено.

Монтажная схема размещения технологического оборудования также отличается от схем на суше. Технологическое оборудование расположено на буровом судне с таким расчетом, чтобы при обеспечении технологиче-

ских требований проводки скважины не нарушить общесудовых требований к проектированию буровых судов (мореходные качества, прочность, безопасность плавания и работы в открытых морских акваториях, а также другие требования соответствующих компетентных органов надзора за производством работ в морях). Остальные узлы бурового оборудования аналогичны узлам, применяемым на суше.

Рассмотрим технологическое оборудование, используемое на судне «Валентин Шашин».

Буровая вышка башенного типа, в соответствии с принятой в мировой практике методикой расчетов, рассчитана на четыре случая сочетания нагрузок, приведенных в табл. 25.3. Вышка оснащена механизмами спуско-подъемных операций типа «V» фирмы «Байрон Джексон», компенсатором для компенсации вертикальных колебаний «NI Шаффер XS», талевым блоком, крюком, вертлюгом с допускаемыми нагрузками до 4900 кН, гибкими буровыми шлангами на рабочее давление 34,0 МПа.

Сварная конструкция подвышечного основания служит рабочей площадкой и базой для установки буровой вышки, шести натяжных устройств водоотделяющей колонны и направляющих шкивов натяжных устройств. В центральной части пола основания имеется проем размером 4100×4100 мм для пропуска блока ПУО. Двери в носовой части приводятся в движение пневмодвигателями мощностью 3,3 кВт. В кормовой части размещена площадка с тележкой для затаскивания секций водоотделяющей колонны в буровую. Под полом основания расположены три рабочие откидные площадки. В центре пола основания установлен ротор с проходным отверстием стола 1257 мм.

Кабина бурового мастера включает:
пульт управления буровой лебедкой;
пульт управления устройством натяжения водоотделяющей колонны;
пульт управления подводными превенторами;
дисплей автоматической системы удержания судна в заданной точке;
мнемосхему управления потоком бурового раствора и др.;

переговорное устройство и другое оборудование (указатели нагрузки на крюке, частоты вращения и вращающего момента ротора, расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины, давления бурового раствора, содержания газа в буровом растворе, объема раствора в рабочих емкостях, плотности и температуры бурового раствора на входе и выходе из скважины, числа ходов бурового насоса, разности расхода бурового раствора на выходе и входе).

На полу буровой размещены две пневматические лебедки с допускаемыми нагрузками соответственно 18 и 32 кН.

Система натяжения стояка состоит из трех пар натяжных устройств. С ее помощью регулируют натяжение каждого поддерживающего каната, прикрепленного к верхней части водоотделяющей колонны. Канат проходит через два двойных шкива на каждом конце натяжной системы и прикреплен к фиксатору на натяжном устройстве. Два натяжных устройства соединены со стальными тросами по противоположным сторонам стояка и, работая в паре, обеспечивают одинаковое натяжение каждой линии:

Максимальное натяжение каната, кН.....	360
Максимальный ход, м:	
каната.....	15,25
поршня.....	3,81
Минимальная рабочая температура, °С.....	25

Натяжное устройство поддерживает требуемое натяжение канатов путем подтягивания или разматывания каната в зависимости от перемещения судна, вызванного волнением. Натяжной канат пропущен через шкивы подвижного и неподвижного концов натяжного устройства и представляет собой полиспадную систему.

Рядом с натяжным устройством установлены гидравлические сосуды высокого давления, которые соединены с цилиндром, заполненным маслом для создания буферного эффекта. Объем аккумулятора давления определяет изменение натяжения в зависимости от движения плунжера. Натяжение в канате обеспечивается за счет постоянства давления воздуха в аккумуляторе, которое поддерживается компрессорной установкой. Для аварийного случая имеются три воздушных баллона вместимостью 1700 л с давлением 21 МПа, с помощью которых обеспечивается быстрая подача воздуха в натяжное устройство.

Каждое из шести натяжных устройств состоит из цилиндра, поршня диаметром 400 мм, с ходом 3810 мм; двух воздушных масляных аккумуляторов вместимостью 125,4 л; двух блоков верхних и нижних шкивов; двух или трех направляющих шкивов (под полом вышки) и двух для каждой пары воздушных сосудов вместимостью 1500 л. Максимальное рабочее давление в системе 12,5 МПа.

Для питания сжатым воздухом имеются две компрессорные установки с подачей $0,00833 \text{ м}^3/\text{с}$ и давлением нагнетания 30 МПа. Производительность воздухоочистителя $0,01 \text{ м}^3/\text{с}$. Система обвязки этих компрессоров соединена с системой обвязки компрессорных установок компенсатора вертикальных перемещений, что обеспечивает в случае необходимости использование компрессорных установок, исходя из конкретной обстановки.

Число натяжных устройств, устанавливаемых на буровом судне или ППБУ, определяется в зависимости от глубины моря. Например, при глубине моря до 914 м рекомендуется применять восемь натяжных устройств, для глубин моря 914—1829 м — от 12 до 14.

Современная технология бурения скважин предъявляет особые требования к приготовлению буровых растворов и их качеству:

оборудование по очистке должно обеспечивать качественную очистку раствора от твердой фазы, смешивать и охлаждать его, а также обеспечивать удаление газа из раствора;

оборудование по приготовлению, порошкообразные материалы, химические реагенты должны обеспечивать качество буровых растворов, механизацию их приготовления, а также систематический контроль параметров раствора.

Комплект оборудования по очистке бурового раствора включает: два вибрационных сита, три рабочие цистерны вместимостью 62,62 и 66 м^3 для бурового раствора. На второй и третьей цистернах установлены по два перемешивателя, дегазатор производительностью 63 л/с, пескоотделители из шести циклонов, илоотделитель из 16 циклонов со сменными полиуретановыми вставками.

В отделении, где установлены буровые насосы, размещены две цистерны для хранения бурового раствора вместимостью по 82 м^3 , две цистерны вместимостью по 55 м^3 , две емкости вместимостью по 20 м^3 для приготовления бурового раствора и химических реагентов. На четырех емкостях для хранения бурового раствора установлены восемь перемешивателей,

еще два перемешивателя — на емкости для приготовления бурового раствора и два — на емкости приготовления химических реагентов. На складе, где хранятся мешки с сыпучими материалами, находятся два смесительных бункера для барита и бентонита. Два смесительных бункера с химическими реагентами размещены в складе мешков над емкостью для приготовления химических реагентов. Один бункер с баритом, один бункер с химическими реагентами и два бункера с бентонитовым порошком установлены на цистернах.

Все электрооборудование, смонтированное в установке, выполнено во взрывобезопасном исполнении.

Порошкообразные материалы (глинопорошок, цемент и химические реагенты) хранятся в 12 бункерах объемом примерно по 45–46 м³, расположенных по правому и левому борту на складах для хранения сыпучих материалов. В системе предусмотрены также два двухкубовых уравнильных бака для бентонита и цемента в контейнерном отделении, один бак для барита — на рабочей цистерне с буровым раствором и один бак в отделении буровых насосов. Все четыре бака снабжены измерителями массы.

КОМПЕНСАТОР ВЕРТИКАЛЬНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ

Компенсатор предназначен для устранения влияния вертикальных перемещений судна на бурильную колонну и другие устройства, подвешенные на талевом блоке. Кроме этого, он поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение бурильной колонны относительно забоя скважины. Компенсатор также способствует повышению надежности операций по защите от выбросов, так как при закрытии плашек превентора бурильная колонна неподвижна, благодаря чему не происходит повреждения резиновых уплотнений плашек.

Существуют различные конструкции компенсаторов с расположением их на кронблоке или между талевым блоком и крюком. К преимуществам компенсаторов, размещенных на кронблоке, можно отнести отсутствие гибких шлангов высокого давления и возможность использования стандартных вышек. Однако их существенные недостатки — увеличение массы и повышение центра тяжести буровой вышки, увеличение износа канатов, наличие рычажного механизма, большая масса подвижных частей, трудность обслуживания узлов. По этим причинам компенсаторы с верхним расположением менее распространены. Компенсаторы, подвешенные на талевом блоке, широко применяют из-за их меньшей массы, возможности быстрой установки на стандартном талевом блоке. Во избежание увеличения высоты вышки компенсаторы выполняют с двумя силовыми цилиндрами, размещенными по боковым сторонам талевого блока.

Большинство применяемых компенсаторов — пассивного типа, что обусловлено простотой их эксплуатации. В этих конструкциях используется естественные процессы расширения и сжатия газа в баллонах аккумулятора, и изменение параметров газа происходит от воздействия нагрузки на крюке, без внесения другой дополнительной энергии.

В активных системах компенсации на параметры газа или жидкости воздействуют дополнительно, например с помощью принудительного перемещения поршня аккумулятора от гидравлической следящей системы. Такая система применена в компенсаторах, установленных на научно-

исследовательском судне «Гломар Челенджер». Использование активных систем компенсации увеличивает точность поддержания нагрузки на долото в пределах ± 7 кН, что является важным в научно-исследовательских работах (при отборе керна и т.п.).

На судне «Валентин Шашин» установлен компенсатор вертикальных перемещений фирмы «NL Ракер Шаффер» (рис. 25.11).

Компенсатор состоит из верхней траверсы 19, шарнирно соединенной с талевым блоком 11, и нижней траверсы 16, на которой подвешен крюк. К траверсе 19 присоединены два гидропневматических цилиндра 14 и концы шести цепей 13. Цепи перекинуты через звездочки 9, закрепленные на концах штоков 10 гидропневматических цилиндров 14. Нижние концы цепей 17 соединены с нижней траверсой 16. Такая конструкция компенсатора обеспечивает увеличение хода компенсатора в 2 раза, определяемого расстоянием между траверсами 19 и 16, по сравнению с ходом поршней в гидропневматических цилиндрах.

Штоковая полость 15 цилиндров 14 заполнена рабочей жидкостью, а в полостях 12 находится сжатый воздух, который поступает от компрессора 2 или баллонов 1 и 4 включением с пульта 3.

На траверсе 19 установлены также два (по одному для каждого из цилиндров 14) масловоздушных резервуара 7 с разделительными поршнями. Пространства с жидкостью этих резервуаров через клапаны 8 сообщены со штоковыми полостями цилиндров 14.

С пульта управления контролируются давление сжатого воздуха, нагрузки на рабочие цилиндры, давление в резервуарах рабочей жидкости. Рукава высокого давления 6 на обоих концах имеют автоматический отсечной клапан 5, который срабатывает при обрыве рукавов. Регистрирующая и показывающая аппаратура дает сведения о расстоянии между траверсами, давлении воздуха и компенсируемой нагрузке.

Компенсатор имеет фиксатор 18, с помощью которого траверсы 19 и 16 могут быть соединены, и талевая система может работать, как в обычных буровых установках на суше.

На рис. 25.12 приведена схема пневматической системы компенсатора. Питание сжатым воздухом осуществляется от двух компрессоров 1 через дистанционно управляемый регулятор давления 6. При избыточном давлении компрессоры отключаются автоматическим регулятором давления 8. Далее воздух поступает через главный отсечной клапан 11 с ручным управлением и через зарядный клапан 16 с ручным управлением, клапаны 4 и линию управления 15 в баллон 3. Резервная линия 7 служит для подачи воздуха через клапан 9 с ручным управлением, клапан 10, линии 14 и 5 в баллон 2 для аварийных нужд. Из этого баллона воздух подается в систему с помощью клапана 12 и дистанционно управляемого клапана 13. Во время работы компенсатора воздух перемещается через клапан 19. Рядом подключены автоматические редуccionные клапаны 20 и 21 с ручным управлением.

По трубопроводу 22 через клапаны 27 и 28, гибкие рукава 24 и автоматические отсечные клапаны 31, трубопроводы 36 и 40 воздух поступает в цилиндры 39 компенсатора.

Трубопроводы 36 и 40 соединены с продувочным клапаном 30. Для обеспечения синхронизации движения поршней цилиндров 39 ввиду упругости воздуха система снабжена аккумуляторами низкого давления 35. Масло из штоковых полостей цилиндров по линиям 37 через дроссели 38

Рис. 25.11. Компенсатор вертикальных перемещений

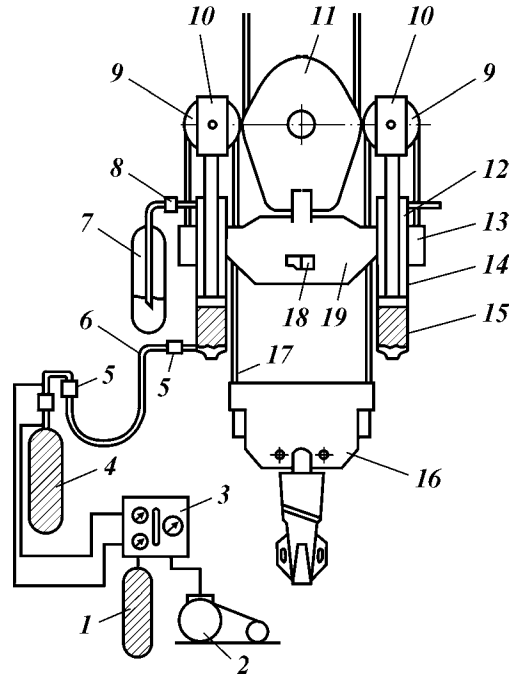
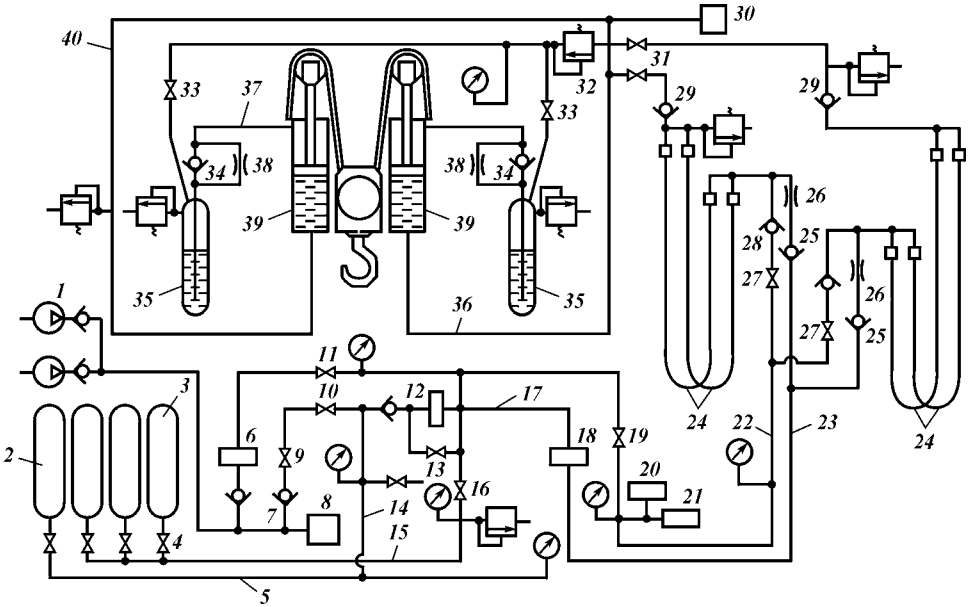


Рис. 25.12. Схема пневматической системы компенсатора



перемещается в масляную полость аккумуляторов 35. Обратное перемещение масла из аккумуляторов при ходе поршней вниз происходит через обратные клапаны 34.

Постоянное давление воздуха в аккумуляторах 35 поддерживается с помощью регулятора давления 32. Воздух подается через клапаны 33 с ручным управлением.

Для зарядки системы воздух подается через клапан 16, трубопровод 17, клапан 18, клапан 25, соединенные трубопроводом 23. Дроссели 26 обеспечивают медленную зарядку. При достижении требуемого рабочего давления обратные клапаны 28 и 29 устанавливаются в открытое положение, и система готова к работе.

25.7. БУРОВЫЕ ВЫШКИ ДЛЯ ПБС

Буровые вышки морских плавсредств (СПБУ, ППБУ, БС) и стационарных буровых платформ являются подъемным сооружением и предназначены для подвешивания талевой системы, колонны бурильного инструмента или обсадной колонны и труб при спуске их в скважину и подъеме из нее, поддержания на весу бурильного инструмента при бурении скважины, размещения кронблока, системы механизмов автоматизации и механизации спускоподъемных операций типа АСП и узлов соответствующего оснащения фонаря вышки.

На вышках морских буровых плавсредств, кроме отмеченных механизмов и узлов, устанавливают механизмы, компенсирующие колебания бурильного инструмента и водоотделяющей колонны при качке плавсредства во время производства спускоподъемных операций (СПО) и бурения.

Основные параметры, характеризующие вышку, включают общую грузоподъемность вышки, нагрузку на крюке, размеры верхнего и нижнего оснований, вместимость магазинов, расстояния от пола до балкона верхнего рабочего, массу конструкции и др. Ниже приведены основные технические данные буровых вышек:

Тип вышки	ВБП54-320	ВБП53-320
Максимальная нагрузка на крюке при оснастке 6×7, кН	3200	
Высота, м:		
полезная (от пола буровой до низа подкронблочной балки)	54	53
общая	58,5	57,2
Расстояние между колоннами в плане, м:		
вдоль оси плавсредства	10	13
поперек оси плавсредства	11	12,5
Масса, т	134,1	180,5
Место установки	СПБУ	ППБУ и БС

БУРОВАЯ ВЫШКА ВБП54-320

Вышка (рис. 25.13) представляет собой решетчатую конструкцию башенного типа. Три нижние секции башни имеют форму параллелепипеда, а две верхние — форму усеченной пирамиды. Грани вышки выполнены в виде полураскосной решетки. Секции колонн 1 вышки изготовлены из труб диаметром 530×8 мм и скреплены между собой фланцевыми соединениями. Колонны передней грани вышки опираются на портал буровой платформы и крепятся к нему болтами. Колонны задней грани вышки также опираются на портал и присоединяются к нему.

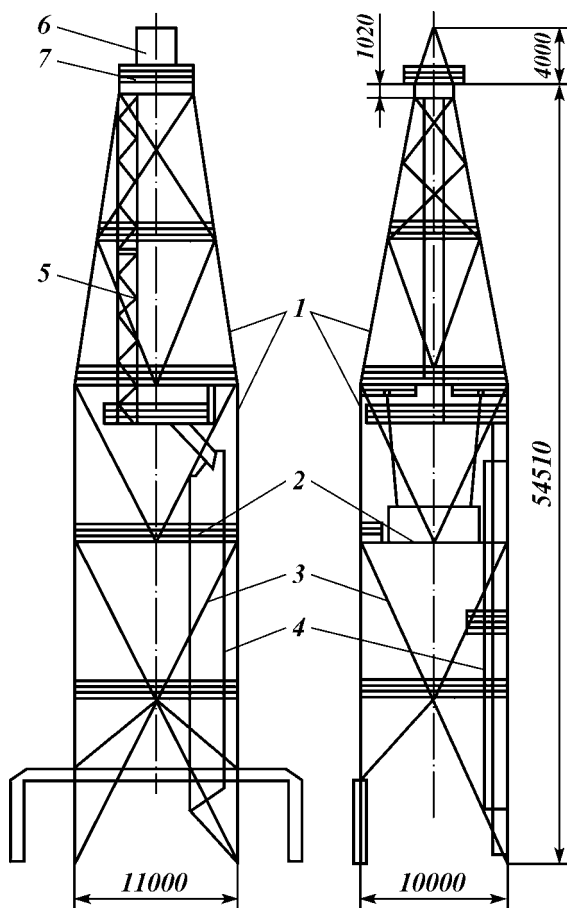
Вертикальное положение вышки (центрирование) обеспечивается установкой прокладок: в передней грани между колоннами вышки и порта-

Рис. 25.13. Буровая вышка ВБП54-320

лом и в задней грани — между колоннами вышки и ригелем рамы над буровой лебедкой.

Пояса 2 вышки коробчатого сечения присоединены к колоннам с помощью болтовых соединений. Каждый пояс огорожен двусторонними перилами. Раскосы 3 изготовлены из горячекатаных стальных труб и присоединены к косынкам поясов и колонн пальцевыми соединениями. В плоскости второго снизу пояса вышки размещена платформа верхового рабочего с магазином для ручной расстановки свечей, а также нижние (вспомогательные) гребенки магазина свечей комплекса механизмов АСП. В плоскости третьего снизу пояса вышки установлены балки, служащие опорами кронштейнов направляющих канатов центратора, верхних магазинов свечей и площадок для обслуживания механизмов. На внутренней стороне передней грани вышки к первому и второму поясам прикреплена шахта с маршевыми лестницами 4 и площадкой для обслуживания стояка манифольда. От третьего пояса до подкронблочной площадки установлена шахта с вертикальными лестницами 5.

На верхних концах колонн вышки закреплена подкронблочная площадка 6 с козлами 7.



БУРОВАЯ ВЫШКА ВБП53-320

Вышка башенная ВБП53-320 (рис. 25.14) предназначена для работы в технологическом комплексе буровой установки, установленном на ППБУ типа «Шельф» и ВС.

Грани вышки представляют собой полураскосные решетки. Нижние грани башни от пола до верхнего магазина — вертикальные, а верхние — наклонные. Колонны, изготовленные из труб, соединяются между собой фланцевыми соединениями. Пояса представляют собой сварные элементы двутаврового сечения. Внутри вышки по высоте расположены два магазина для установки пакета свечей. Угол наклона свечей равен $3^{\circ}30'$. На под-

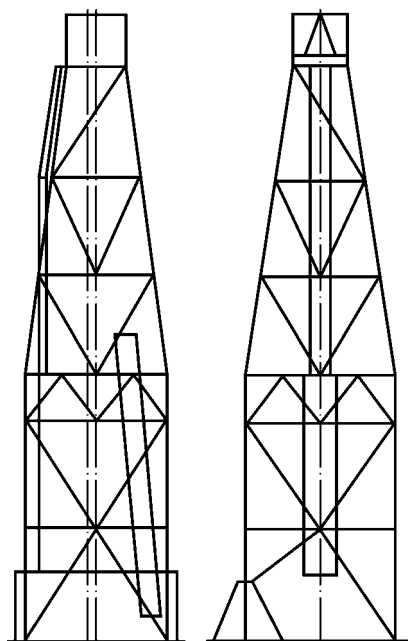


Рис. 25.14. Буровая вышка ВБП53-320

кронблочной раме установлены кронблок, направляющие талевого блока, компенсатор и другие узлы.

В основном конструкция вышки аналогична конструкции вышки ВБП54-320.

НАГРУЗКИ НА ВЫШКУ

Морские буровые вышки работают при различных режимах эксплуатации: бурении, производстве спускоподъемных операций, спуске обсадной колонны, перегоне, переходе, штормовом отстое. Во всех перечисленных режимах на вышку действуют определенные нагрузки и их сочетания.

Для всех указанных режимов характерно совместное действие нагрузок, возникающих при качке плавсредства, и ветровых нагрузок. Исходными данными при

расчетах служат параметры качки (период, амплитуда, высота волны, радиус волны), а также ветровые и технологические нагрузки, нагрузки от узлов и элементов вышки. Для каждого режима эксплуатации вышки необходимо определить расположение бурильной колонны и установить, какие элементы подлежат расчету. В табл. 25.4 в качестве примера приведены исходные данные для расчета буровой вышки типа ВБП53-320 (элементы расчета — колонны и решетки).

Определение нагрузок, вызванных качкой бурового плавсредства.

При качке плавсредства на буровую вышку действуют следующие силы.

1. Инерционные нагрузки, возникающие при гармонических колебаниях плавсредства (рис. 25.15). Их определяют по следующим формулам:

Таблица 25.4

Исходные данные для расчета буровой вышки

Условия эксплуатации буровой установки	Параметры качки					Ветровая нагрузка (скоростной напор), МПа	Нагрузка на крюке, кН	Расположение бурильной колонны
	Период колебания, с*	Амплитуда гра-дус*	Высота волны, м	Радиус волны r, м	Расстояние от платформы буровой до центра качки z ₁ , м			
Спускоподъемные операции Спуск обсадной колонны Перегон Штормовой отстой	10	±5	6	3	23—25	4,3	3200	В скважине За пальцем
	12	±6,5	11 12	5,5 6	30—32 25—27	7,0	— 2000	На стеллажах В скважине
*Для бортовой и килевой качки.								

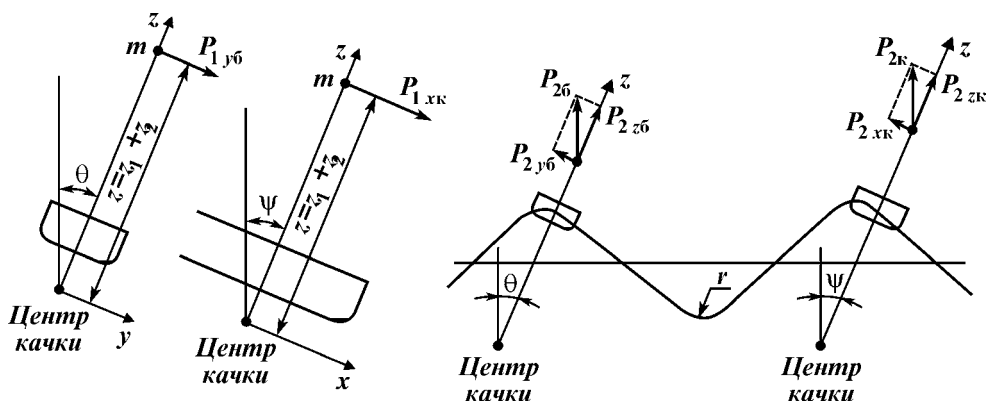


Рис. 25.15. Схема сил, действующих на вышку

при бортовой качке

$$P_{1yб} = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} \theta z;$$

при килевой качке

$$P_{1xк} = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} \psi z;$$

где m — масса участков вышки и оборудования, кг; τ_1 , τ_2 — периоды соответственно бортовой и килевой качки, с; θ — амплитуда бортовой качки, градус; ψ — амплитуда килевой качки, градус; z — расстояние от центра тяжести участка вышки до центра качки, м.

2. Нагрузки, определяемые орбитальным движением судна на волне, вычисляют по следующим формулам:

при бортовой качке

$$P_{2yб} = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} r \sin \theta;$$

при килевой качке

$$P_{2xк} = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} r \sin \psi;$$

где r — радиус волны, м.

Нагрузки от вертикальной качки плавсредства учитывают путем введения коэффициента перегрузки η , увеличивающего расчетные нагрузки на участках вышки и оборудования. Нагрузки от участка (зоны), нормальные к оси вышки, определяют по формулам:

при бортовой качке

$$P_{iy} = \eta P_i \sin \theta;$$

при килевой качке

$$P_{ix} = \eta P_i \sin \psi.$$

Нагрузки, действующие по оси вышки, находят по формулам:
при бортовой качке

$$P_{iz} = \eta P_i \cos \theta;$$

при килевой качке

$$P_{iz} = \eta P_i \cos \psi.$$

Коэффициент перегрузки

$$\eta = 1 + \frac{r}{g} \frac{4\pi^2}{\tau}.$$

Эти коэффициенты рассчитывают для случаев перегона, СПО и штормового отстоя.

Нагрузки от элементов вышки и узлов оборудования, вычисленные в пределах данного участка (зоны), представляют в виде сосредоточенных сил. Силы инерции при вращательных перемещениях плавсредства около поперечной и продольной осей суммируют с силами инерции при орбитальном движении плавсредства. Эти суммарные силы определяют по формулам:

при бортовой качке

$$P_y = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} (\theta z + r \sin \theta);$$

при килевой качке

$$P_x = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} (\psi z + r \sin \psi).$$

Для удобства расчетов вычисленные нагрузки, действующие на вышку при разных режимах эксплуатации и видах качки, сводят в таблицу.

Определение ветровых нагрузок на вышку. Согласно СНиП, ветровые нагрузки на сооружения вычисляют как сумму статических и динамических составляющих.

Статическую составляющую которая соответствует установившемуся скоростному напору, учитывают во всех случаях. Нормативное значение статической составляющей

$$q_{н.с} = q_0 k c,$$

где q_0 — скоростной напор; k — коэффициент, учитывающий изменение скоростного напора по высоте (определяют в соответствии с требованиями СНиП); c — аэродинамический коэффициент.

Динамическую составляющую, вызываемую пульсацией скоростного напора, учитывают при расчете сооружений с периодом собственных колебаний более 0,25 с (мачты, башни и т.п.). Нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной по высоте жесткостью при учете только первой формы собственных колебаний допускается определять по формуле

$$q_{н.д} = q_{н.с} \times \xi v m,$$

где $q_{н.с}$ — нормативное значение статистической составляющей ветровой нагрузки на уровне верха сооружения; κ — коэффициент перегрузки (принимают по СНиП); ξ — коэффициент динамичности; ν — коэффициент, учитывающий пространственную корреляцию пульсации скорости ветра по высоте.

Помимо нагрузок на вышку также определяют ветровые нагрузки на узлы АСП, пакет свечей за пальцем, кронблок, талевый блок с компенсатором, балкон механизма расстановки свечей, направляющие талевого блока. Ветровые нагрузки рассчитывают для двух направлений: вдоль мостков и поперек них (килевое и бортовое направления). При определении давления ветра на узлы оборудования коэффициент динамичности не учитывают. Для удобства расчета вычисленные значения ветровых нагрузок для каждой зоны, действующих на все грани и на всех режимах эксплуатации, сводят в таблицу.

КОМПЛЕКС МЕХАНИЗМОВ КМСП-6500

Комплекс механизмов КМСП-6500 предназначен для механизации и частичной автоматизации СПО при бурении нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м с плавучих полупогружных платформ.

При выполнении СПО комплекс обеспечивает:

совмещение во времени спуска и подъема колонны бурильных труб или незагруженного элеватора с операциями установки свечи на подсвечник, переноса ее с подсвечника к центру скважины и развинчивания или свинчивания свечей;

механизацию установки свечей на подсвечник и выноса с подсвечника к центру скважины;

автоматизированный захват и освобождение колонны бурильных труб;

механизацию наращивания бурильной колонны;

механизацию установки утяжеленных бурильных труб в специальные кассеты и обратно;

механизацию смазывания резьб замковых соединений бурильных труб, свечей.

Конструкция механизмов и узлов комплекса позволяет проводить СПО при скоростном напоре ветра не более 4,3 МПа, периоде бортовой и килевой качки 10 с, угле наклона в одну сторону не более 3°.

МЕХАНИЗМЫ И УЗЛЫ, РАБОТАЮЩИЕ В КОМПЛЕКСЕ С МЕХАНИЗМАМИ АСП

Компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны предназначен для устранения влияния вертикальных перемещений полупогружной буровой платформы на бурильную колонну и другие устройства, подвешенные на талевом блоке. Он также поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение бурильной колонны относительно забоя скважины. Механизм также способствует повышению надежности операций по защите от выбросов, так как при закрытии плашек превентора бурильная колонна неподвижна, что исключает повреждение резиновых уплотнений плашек.

Компенсатор (рис. 25.16) состоит из рамы 1, на которой симметрично

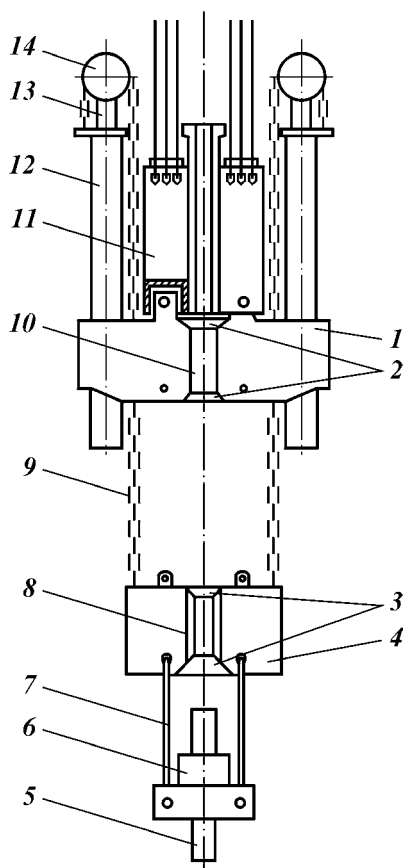


Рис. 25.16. Компенсатор вертикальных перемещений, работающий в комплексе с КМСП-6500

смонтированы два пневмоцилиндра 12. Траверса 4 подвешена на пластинчатых цепях 9, верхние концы которых, пройдя через ролики 14 штоков 13, соединяются с пневмоцилиндрами 12. На штоках 7 к траверсе 4 подвешен автоматический элеватор 6. Особенностью конструкции компенсатора, в отличие от компенсаторов, не применяемых в комплексе механизмов АСП, является то, что рама 1 и траверса 4 имеют V-образные выемки 8, 10 со скосами 2, 3. Наличие выемок обеспечивает производство СПО механизмами АСП, выполняющими совмещение СПО с операциями свинчивания и развинчивания в условиях качки ППБУ, в сочетании с компенсатором вертикальных перемещений буровой колонны в такой последовательности.

По окончании отработки долота на забое перед подъемом бурового инструмента траверсу жестко соединяют с рамой 1 компенсатора и фиксируют ее в раме. Буровая колонна 5 поднимается на длину свечи и садится на клинья ротора типа ПКР. После этого талевый блок с подвижным компенсатором перемещаются вниз

по буровой свече с С-образными выемками в раме 1 и траверсе 4. При этом верхний конец буровой колонны 5 входит в подвижный центратор 11. Одновременно при перемещении талевого блока и компенсатора вниз буровым ключом буровую свечу отвинчивают от колонны 5. Затем механизмом подъема и расстановки свечей осуществляют приподъем буровой свечи из муфты замка буровой колонны. Свеча механизмом захвата захватывается, вынимается через V-образные выемки, а затем механизмом расстановки свечей переносится и устанавливается на подсвечник и в магазины. Затем поднимают колонну на длину свечи, и операции повторяют. Буровую колонну спускают в обратном порядке.

25.8. ПОДВОДНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ ПОДВОДНОГО УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В практике бурения скважин с плавучих буровых средств (БС, ППБУ) широко применяют комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет

наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, при этом установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс ПУО предназначен:

для обеспечения при бурении скважины гибкой замкнутой технологической связи между перемещающимся от воздействия волн и течений БС или ППБУ и неподвижным подводным устьем, установленным на морском дне;

для направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;

для надежного закрытия бурящейся скважины в целях предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважин на разных глубинах моря — от 50 до 1800 м и более.

Большая глубина установки ПУО предъявляет высокие требования к его свойствам: оборудование должно быть прочным, вибростойким, способным выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно управляемым на расстоянии. Конструкция узлов комплекса должна обеспечивать точность стыковки узлов при монтаже и расстыковки при демонтаже. Качество стыковки должно быть высоким, обеспечивающим нормальную работу и управление ПУО.

Особое внимание уделяют расположению механизмов связи — тяжёлым устройствам, установленным на БС или ППБУ, которые подвергаются действию волн, течения и ветра.

Недостатки размещения ПУО на дне моря — сложность управления, эксплуатации и ремонта.

Многолетний опыт бурения с плавучих буровых средств определил в основном две типовые конструкции скважин с подводным устьем. В первой конструкции (для глубин скважин примерно 5000—6500 м) применяют фундаментную колонну (направление) диаметром 762 мм, кондуктор — 508 мм, первую промежуточную колонну — 340 мм, вторую промежуточную колонну — 178 мм. Диаметр эксплуатационной колонны обеспечивает спуск и установку двухколонных НКТ для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Благодаря такому сочетанию диаметров с большими зазорами между колоннами обеспечивается надежное крепление скважин.

Вторую конструкцию преимущественно применяют в условиях бурения на меньшие глубины при более простой конструкции скважин. В этой конструкции используют фундаментную колонну диаметром 762 мм, кондуктор — 406 мм, промежуточную колонну — 273 мм, эксплуатационную колонну — 178 мм.

В практике буровых работ на море с БС и ППБУ применяют одно- или двухблочную конструкцию ПУО. Некоторые одноблочные конструкции преимущественно используют на больших глубинах вод, в несложных двух- и трехколонных конструкциях скважин и на небольших глубинах бурения. Двухблочные конструкции применяют преимущественно на небольших глубинах вод, в сложных четырех- и пятиколонных конструкциях скважин и на больших глубинах бурения.

Преимущества одноблочной конструкции ПУО — сокращение времени на установку и монтаж комплекса, так как установленный одно-

блочный комплекс ПУО используется в течение всего времени бурения скважины. К недостаткам одноблочного ПУО следует отнести его большую массу (до 200 т) по сравнению с двухблочным, масса которого примерно 80 т.

Преимущества двухблочной конструкции — возможность ее применения при бурении глубоких скважин сложной конструкции, относительно малая масса каждого блока противовыбросового оборудования и возможность производства ремонта свободного блока. К недостаткам следует отнести затрату времени на демонтаж первого и установку и монтаж второго блока в процессе бурения скважины, а также потребность дополнительного места для хранения неработающего блока. В настоящее время за рубежом используют одноблочные конструкции ПУО с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, которые практически обеспечивают бурение глубоких скважин сложной конструкции.

Американский нефтяной институт (API), обобщив многолетний опыт работы буровых компаний, разработал практические рекомендации по применению противовыбросового оборудования API PP-53, для наземного и морского бурения с подводным расположением устья скважин.

Для обозначения узлов стволовой части принят специальный код: А — универсальный превентор; G — вращающийся превентор; R, R_d, R_t — соответственно одно-, двух- и трехкорпусной плащечный превентор; X — универсальный плащечный превентор; S — крестовина; C_n — муфта высокого давления для соединения блока превенторов с колонной головкой или отдельных узлов в общей сборке стволовой части ПУО; C_L — муфта низкого давления для соединения морского стояка с блоком превенторов.

В зависимости от рабочего давления ПУО подразделяют на две группы: на рабочее давление 14 и 21 МПа и рабочее давление 35,70 и 105 МПа.

Пример схемы сборки противовыбросового оборудования при подводном расположении ПУО приведен ниже:

Рабочее давление, МПа	14; 21	35,70; 105
Схема сборки	C _n SAC _L ; C _n RAC _n ; C _n RRAC _n	C _n R _d RAC _L ; C _n R _d RAC _n A; C _n R _d R _d AC _L ; C _n R _d R _d AAC _L

Двухблочный комплекс ПУО применяют в основном на ППБУ. Он включает:

блок плащечных одинарных (однокорпусных) превенторов с проходным отверстием 540 мм, универсальный сферический или другой конструкции превентор с проходным отверстием 540 мм на давление 21 МПа, соединительные муфты, опорно-направляющие рамы и другие узлы;

второй блок двух сдвоенных плащечных превенторов с проходным отверстием диаметром 350 мм на давление 70 МПа, универсальный превентор с проходным отверстием 350 мм на давление 35 МПа, опорную направляющую раму, соединительные муфты и др.;

два водоотделяющих стояка диаметром 610 и 406 мм;
дистанционную систему управления блоками превенторов;
временную опорную базу;

отклонитель потока с системой управления (дивертор);

систему натяжения водоотделяющих стояков;

систему натяжения направляющих тросов;

манифольды противовыбросового оборудования (регулирования и глушения);

компенсаторы бурильной колонны;

компенсаторы аварийных подвесных и устьевых головок со спусковым и испытательным инструментом и защитными втулками;
 телевизионную камеру;
 другое скважинное и палубное оборудование, входящее в комплект ПУО.

Весь комплекс подразделяется на палубный и подводный.

1. Палубный комплекс ПУО. На палубе 8 ППБУ (рис. 25.17) постоянно смонтированы:

натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом состоянии и компенсаци-

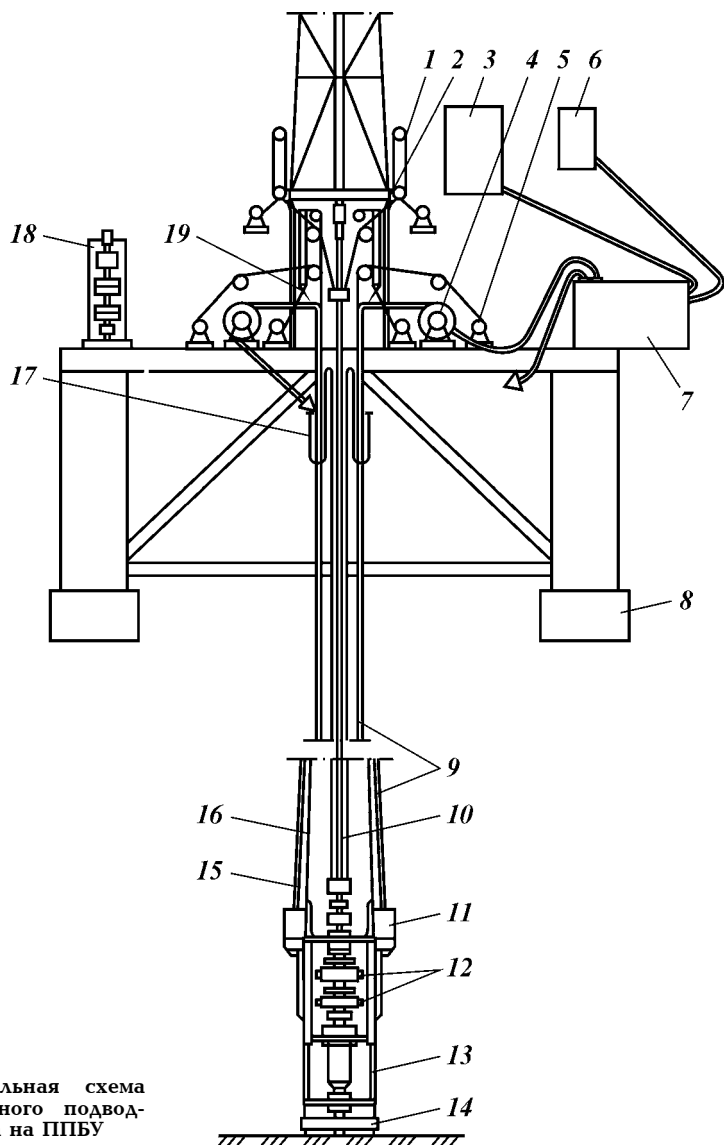


Рис. 25.17. Принципиальная схема расположения двухблочного подводного устьевого комплекса на ППБУ

рующие перемещения ППБУ относительно стояка, соединенного нижним концом с противовыбросовым оборудованием ОП;

лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ОП;

лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления;

главная электрическая панель бурильщика 3 для управления ПУО и мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7 с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;

манифольд регулирования дросселирования и глушения скважины 17;

блок противовыбросового оборудования 18;

компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны, подвешенный на вышке;

натяжные устройства 19, поддерживающие направляющие канаты постоянно натянутыми и компенсирующие перемещение платформы относительно ПУО.

На платформе также размещены компрессорная установка высокого давления с блоком осушки воздуха, насосная установка для нагнетания рабочей жидкости в пневмогидроаккумуляторы, лебедки для намотки и хранения направляющих канатов, лебедка и барабаны для спуска телевизионной камеры, предназначенной для осмотра ОП, приемная телевизионная установка для приема и передачи от подводной телевизионной камеры, колонная головка с комплектом подвесных и устьевых устройств обвязки обсадных колонн, стенд для испытания блоков превенторов перед спуском на морское дно.

На палубе ППБУ, в безопасной зоне на большом расстоянии от рабочей площадки, установлена панель для управления ПУО в случае выброса, когда подход к главной панели невозможен.

Кроме того, на палубе размещены секции морских стояков диаметром 610 мм с телескопическим узлом для соединения с превенторным блоком и платформой. К 406-мм внутренней трубе телескопического узла в верхней части присоединено отклоняющее устройство (дивертор) для закрытия затрубного пространства между бурильной колонной и корпусом устройства, предотвращающее выход газа в рабочую зону в случае проявления газа, который отводится по трубопроводу в сепаратор газа на сжигание. На палубе также расположены панель управления общими натяжными устройствами; каптажное устройство для закрытия скважины до установки эксплуатационного оборудования; водолазное оборудование; комплект монтажных, спусковых, технологических инструментов и приспособлений грузоподъемных кранов и другое оборудование, необходимое для эксплуатации и ремонта ПУО.

2. Подводный комплекс ПУО (см. рис. 25.17). Он состоит из водоотделяющей колонны (морского стояка) 10, многоканальных шлангов 9 и 15, коллекторов 11, плашечных превенторов 12, опорно-направляющего основания 13, опорной плиты 14, направляющих канатов 16, верхней и нижней гидравлических муфт, шарового соединения (углового компенсатора), телевизионной камеры, телескопического компенсатора и других узлов.

Одноблочный комплекс ПУО. На рис. 25.18 приведена одноблочная конструкция ПУО, обеспечивающая бурение многоколонных глубоких скважин (фирма «Камерон», США).

Превенторы с проходным отверстием диаметром 476,24 мм на рабочее

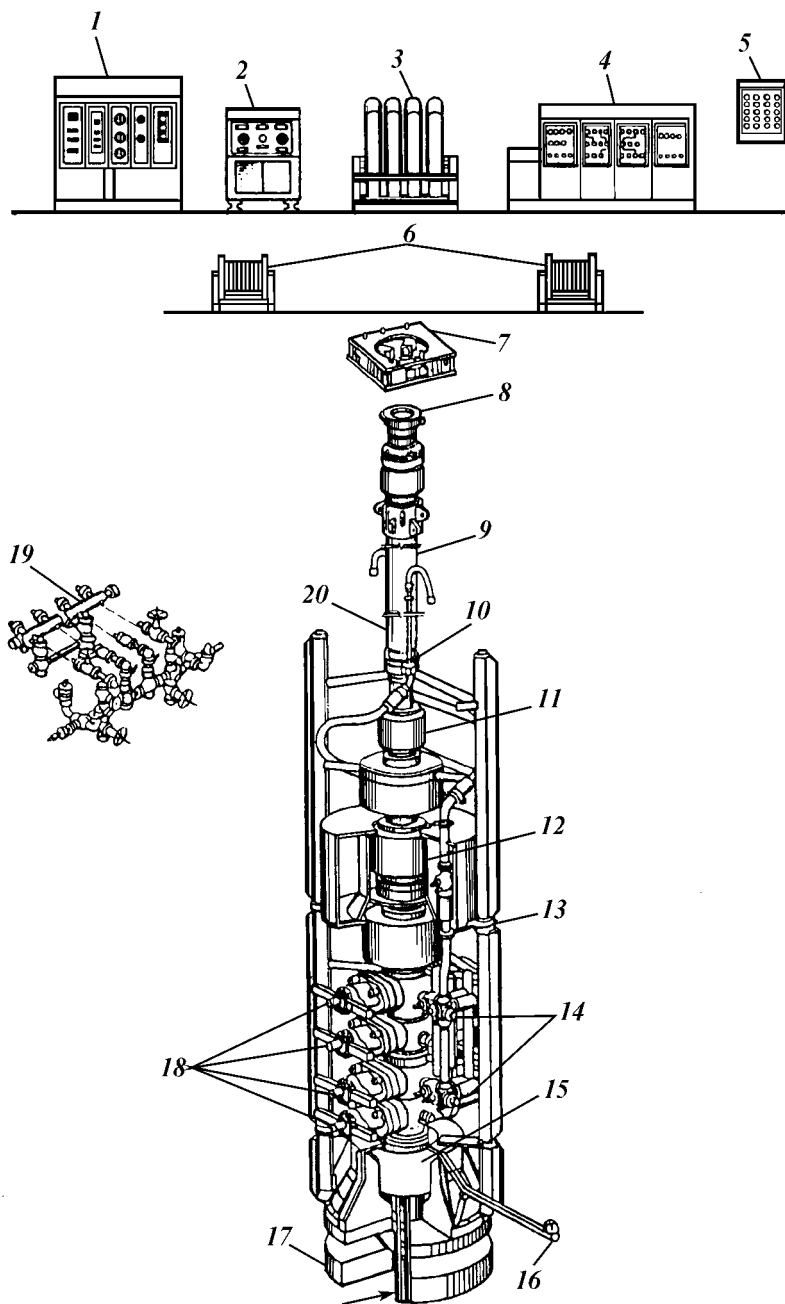


Рис. 25.18. Одноблочный подводный устьевый комплекс:

1 — пульт бурильщика; 2 — пульт управления штуцерным манифольдом; 3 — аккумуляторная установка; 4 — гидравлическая силовая установка; 5 — дистанционный пульт управления; 6 — шланговые барабаны; 7 — гидравлический спайдер; 8 — верхнее соединение морского стояка; 9 — телескопический компенсатор; 10 — соединение; 11 — угловой компенсатор; 12 — нижний узел морского стояка; 13 — направляющие; 14 — подводные задвижки; 15 — цанговая муфта; 16 — опорная плита (фундаментная); 17 — акустический датчик; 18 — плащечные пре-венторы; 19 — штуцерный манифольд; 20 — морской стояк

давление 70 МПа позволяют бурить скважины с высокими пластовыми давлениями без замены блока превенторов. особенностью основных узлов блока превенторов является применение:

а) плашечного превентора типа V-П, конструкция которого отличается от конструкции превенторов типа V тем, что он имеет более короткий ход крышки. В конструкцию введены гидрозатяжные болты крышек. Применено уплотнение крышек новой конструкции. В превенторе используются универсальные плашки, исключающие использование в блоке превенторов дополнительного превентора, так как конструкция плашек обеспечивает перекрытие труб колонны от 60,3 до 193,7 мм. В конструкцию включены суперрежущие плашки для резки УБТ диаметром до 177,8 мм, замков бурильных труб и обсадных труб диаметром до 339,7 мм;

б) универсального превентора типа D18 3/4-10000 с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, выдерживающего рабочее давление 70 МПа. Уплотнитель превентора, по данным фирмы, обеспечивает 365 закрываний на трубе диаметром 127 мм при давлении 70 МПа;

в) цангового соединителя типа НС с диаметром проходного отверстия 476,24 мм на давление 105 МПа. Соединитель, по данным фирмы, при давлении 105 МПа выдерживает изгибающую нагрузку 4147,6 кН·м;

г) универсального углового компенсатора, обеспечивающего работу подводного комплекса на глубине до 3050 м и выдерживающего нагрузку до 9070 кН. Особенность конструкции — наличие эластомерного элемента, состоящего из сферических стальных пластин и эластической набивки. Элемент может выдерживать большие сжимающие нагрузки и срезающие усилия. Компенсатор может отклоняться в любом направлении вокруг центра вращения при изгибе морского стояка;

д) соединителя морского стояка с проходным отверстием 473 мм, выдерживающим нагрузку 9070 кН. Соединитель может работать на глубине моря до 3000 м. По данным фирмы, он выдержал испытания на изгибающую циклическую нагрузку, равную нагрузке предела выносливости материала (1 млн циклов). При глубоководном бурении морской стояк может произвольно отсоединиться от подводного блока превенторов в результате непредвиденных обстоятельств (прекращение подачи циркулирующей жидкости, потери циркуляции или случайного отсоединения линии). Во избежание смятия морского стояка в этой ситуации в подводном комплексе предусмотрена клапанная катушка для заполнения морского стояка водой. Датчик катушки приводится в действие, если давление внутри стояка понизится на 1,4 МПа по сравнению с давлением столба морской воды. При падении давления в морском стояке давление морской воды поднимет закрывающую втулку, и морская вода поступит в морской стояк, стабилизируя давление и предотвращая его смятие.

МОНТАЖ КОМПЛЕКСА ПОДВОДНОГО УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

После заякоривания ГПБУ на точке бурения водолазы обследуют морское дно. По результатам обследования, после установления фактического расположения платформы по отношению к месту, определенному проектом, и при соответствии данных по прочности грунта, полученных ранее при инженерных изысканиях, приступают к спуску ПУО и бурению скважины.

Строительство скважины и монтаж-демонтаж ПУО выполняют в такой последовательности.

Краном устанавливают фундаментальную плиту 5 (рис. 25.19) на откидные створки шахты. К плите с помощью срезных пальцев присоединяют направляющие канаты 2, закрепляют на плите уровень 6 определения наклона плиты. Подвешивают на элеваторе спусковой инструмент 4, снимают вкладыши ротора и, пропуская инструмент через проходное отверстие ротора, сажают его с элеватором на ротор. Затем к спусковому инструменту присоединяют телескопический компенсатор 1, наращивают бурильные трубы и, опуская бурильную колонну 9 до монтажной площадки, присоединяют ее к опорной плите. Выше спускового инструмента устанавливают направляющую штангу 3, втулки которой связывают с направляющими канатами, расположенными по диагонали. После этого опорную плиту приподнимают, открывают створки шахты, пропускают и сажают ее, спуская на морское дно. При спуске телекамеры 7 определяют угол наклона плиты, установленной на морском дне. Затем поднимают спусковой инструмент, разбирают его и на утяжеленных бурильных трубах спускают долото для бурения скважины диаметром 914 мм под фундаментную колонну диаметром 762 мм.

При неустойчивых породах сначала бурят скважину меньшего диамет-

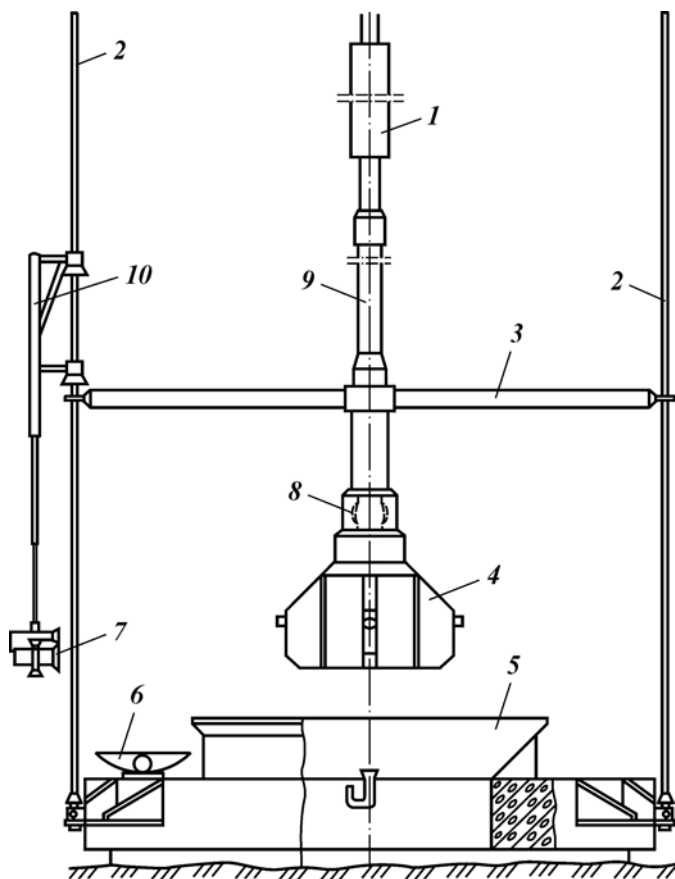


Рис. 25.19. Схема спуска и установки временной фундаментной плиты:

1 — телескопический компенсатор; 2 — направляющий канат; 3 — направляющая штанга; 4 — спусковой инструмент; 5 — опорная плита; 6 — уровень; 7 — телекамера; 8 — шарнирный узел; 9 — бурильная колонна; 10 — телескопическая штанга

ра, а затем расширяют ее до требуемого размера. Скважину бурят на воде с открытой циркуляцией. По окончании бурения бурильный инструмент поднимают; спускают фундаментную колонну 2 диаметром 762 мм (рис. 25.20) с опорно-направляющим основанием 6. Для этого собирают несколько секций колонны, наращивают колонну до необходимой длины, включая секцию со звеном с упорно-центрирующими косынками, и пропускают это

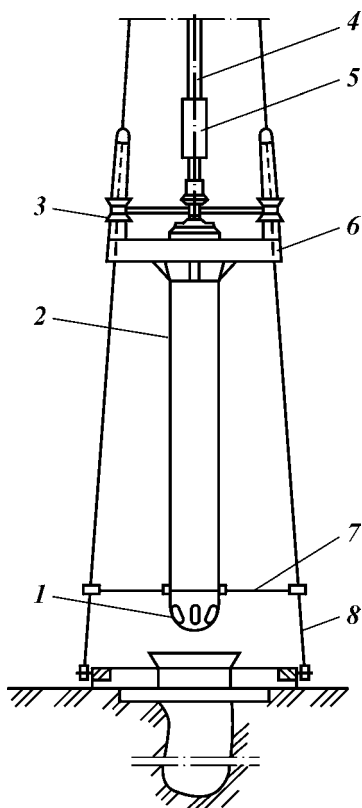


Рис. 25.20. Схема спуска фундаментной колонны (направления): 1 — направляющий башмак; 2 — фундаментная колонна; 3 — направляющая штанга; 4 — спусковой инструмент; 5 — телескопический компенсатор; 6 — постоянное опорно-направляющее основание; 7 — направляющий пеньковый канат; 8 — направляющий канат

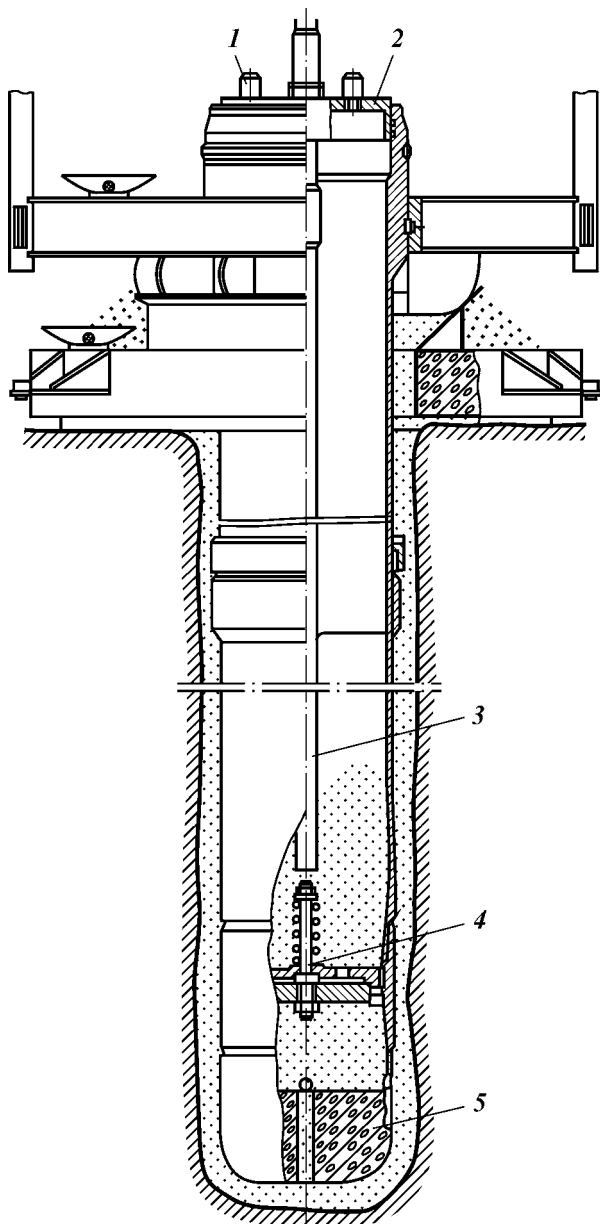


Рис. 25.21. Схема цементирования направления: 1 — пробка для выпуска воздуха; 2 — спусковой инструмент; 3 — цементировочный хвостовик из бурильных труб; 4 — обратный клапан; 5 — направляющий башмак

звено через опорно-направляющее основание. Затем соединяют обе части опорно-направляющего основания, опускают колонну и подвешивают ее за устьевую головку в опорно-направляющем основании. Собирают цементировочный хвостовик 3 (рис. 25.21) из бурильных труб и на него навинчивают спусковой инструмент, к которому присоединяют телескопический компенсатор.

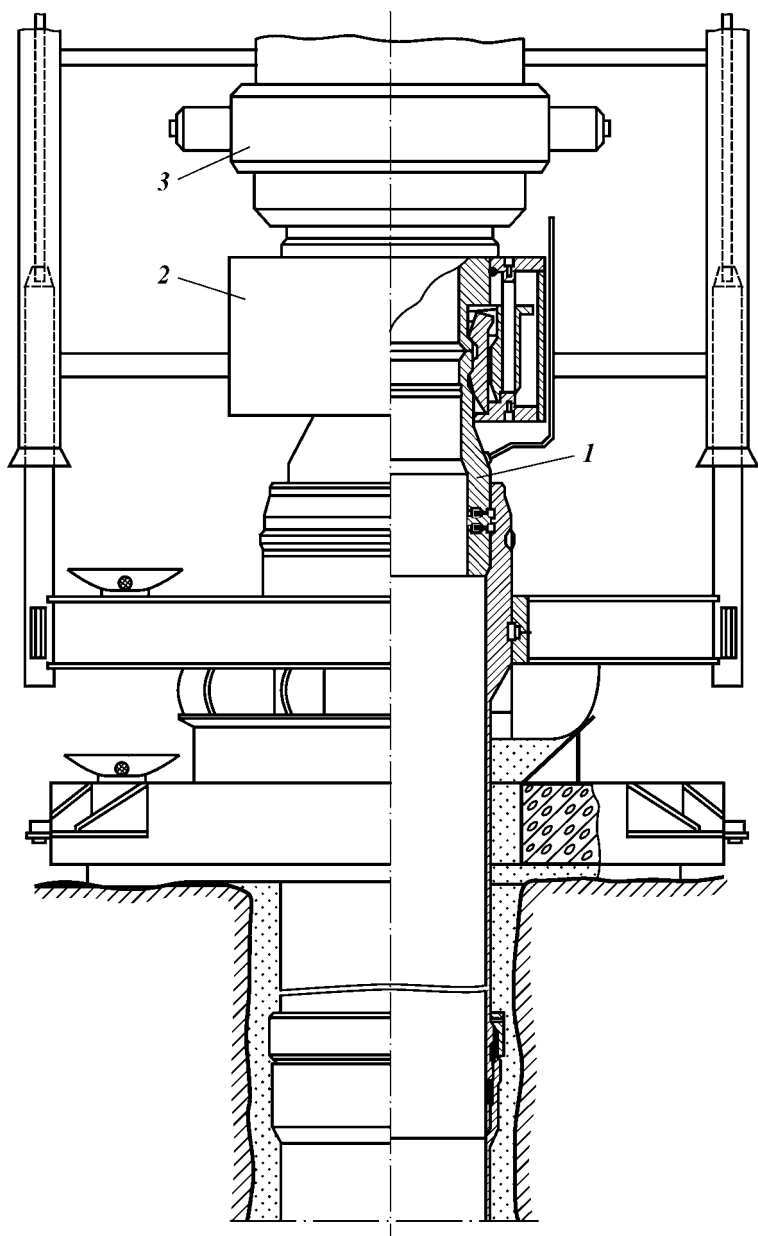


Рис. 25.22. Схема спуска и монтажа первого блока превенторов:

1 — временная устьевая головка; 2 — гидравлическая муфта; 3 — блок превенторов 540.21

Нарращивая бурильные трубы, колонну спускают до монтажной площадки на ППБУ и соединяют спусковой инструмент с устьевой головкой. Между спусковым инструментом и телескопическим компенсатором устанавливают направляющую штангу 3 (см. рис. 25.20), в концевые втулки которой заводят направляющие канаты 7. Затем, наращивая бурильные трубы, опускают колонну до опорной плиты и после посадки колонны на плиту продолжают спуск до выбора половины хода телескопического компенсатора. С помощью телекамеры проверяют вертикальность опорно-направляющего основания. После спуска колонны на проектную глубину ее цементируют до устья, поднимают и разбирают бурильную колонну (см. 25.21).

В случае слабых мягких грунтов опорно-направляющее основание устанавливают на грунт без применения опорной плиты. Обычно же опорно-направляющее основание устанавливают с помощью его сферической опоры в воронку опорной плиты. Это обеспечивает горизонтальность основания при установке опорной плиты на неровное дно. Опорно-направляющее основание служит базой центрирования и установки блока противовыбросового оборудования при бурении и блока фонтанной арматуры — при эксплуатации с подводным устьем скважины.

Основание представляет собой сварную четырехугольную раму, по углам которой вварены четыре стойки для пропуска направляющего каната при спуске основания к подводному устью. На каждой стойке имеются продольные прорезы для канатов, которые закрываются съёмными планками.

После окончания работ по установке и закреплению опорно-направляющего основания приступают к монтажу, спуску и установке блока 3 противовыбросового оборудования (рис. 25.22) с проходным отверстием диаметром 540 мм на рабочее давление 21 МПа и морского стояка диаметром 610 мм.

Сначала мостовым краном устанавливают и закрепляют на главной палубе временную устьевую головку, а на блоке превенторов размещают и закрепляют коллектор управления. Затем подачей давления по гидросистеме отсоединяют нижнюю муфту блока превенторов от тумбы и краном переносят блок 3 ближе к шахте буровой, устанавливают его на устьевой головке, нижней муфтой 2 соединяют блок ПО с головкой и к головке подсоединяют шланги управления. После этого коллектор управления снимают с блока ПО, устанавливают его на место хранения на палубе, краном перемещают блок к шахте спуска, заправляют направляющие канаты в направляющие стойки блока и опускают блок ПО, подвесив и установив его на опорных балках шахты спуска. Затем снова устанавливают коллектор управления на блок ПО, краном поднимают секцию морского стояка, скрепляют ее с блоком ПО и соединяют дублирующий коллектор управления на блоке ПО.

После этого на подготовленном роторе устанавливают монтажный спайдер, краном подносят и опускают через ротор на спайдер звено морского стояка и специальным ключом прикрепляют его к ниппельной части узла соединения. Затем дают натяжение направляющим канатам, приподнимают сборку ПО, открывают створку шахты и опускают сборку ПО, подвесив ее на клиньях спайдера за фланец морского стояка. На этом фланце закрепляют гидроакустический датчик индикатора угла отклонений морского стояка от вертикали.

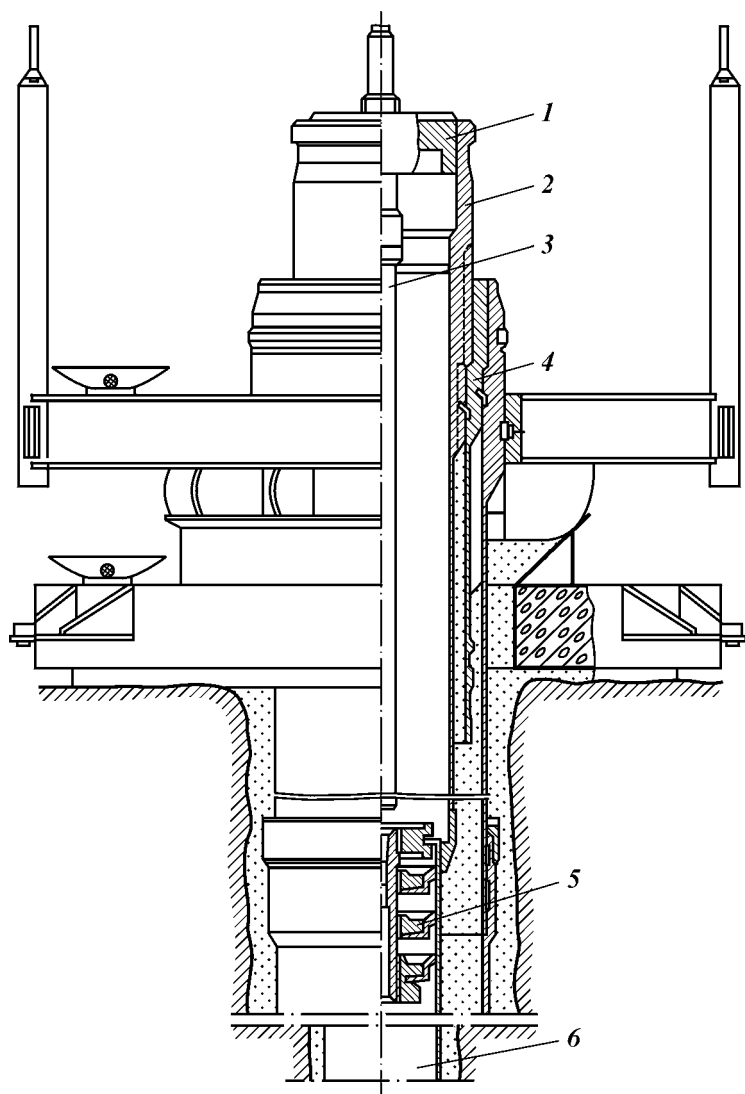


Рис. 25.23. Схема спуска и цементирования кондуктора:

1 — спусковой инструмент; 2 — устьевая головка кондуктора диаметром 508 мм; 3 — цементировочный хвостовик; 4 — головка диаметром 630 мм без колонны; 5 — цементировочная пробка; 6 — колонна кондуктора

После этого наращивают секции морского стояка и к последней секции присоединяют телескопическое звено в сжатом виде. Сборку стояка и ПО подвешивают на монтажном спайдере и отсоединяют спусковой инструмент. Затем краном подводят отклонитель потока бурового раствора, присоединяют спусковой инструмент, поднимают, устанавливают и закрепляют отклонитель на ниппельной части внутреннего телескопического звена. Устанавливают траверсу крюка компенсатора буровой колонны в крайнее нижнее положение и создают в пневмогидросистеме такое давление, чтобы усилие натяжения превышало вес морского стояка.

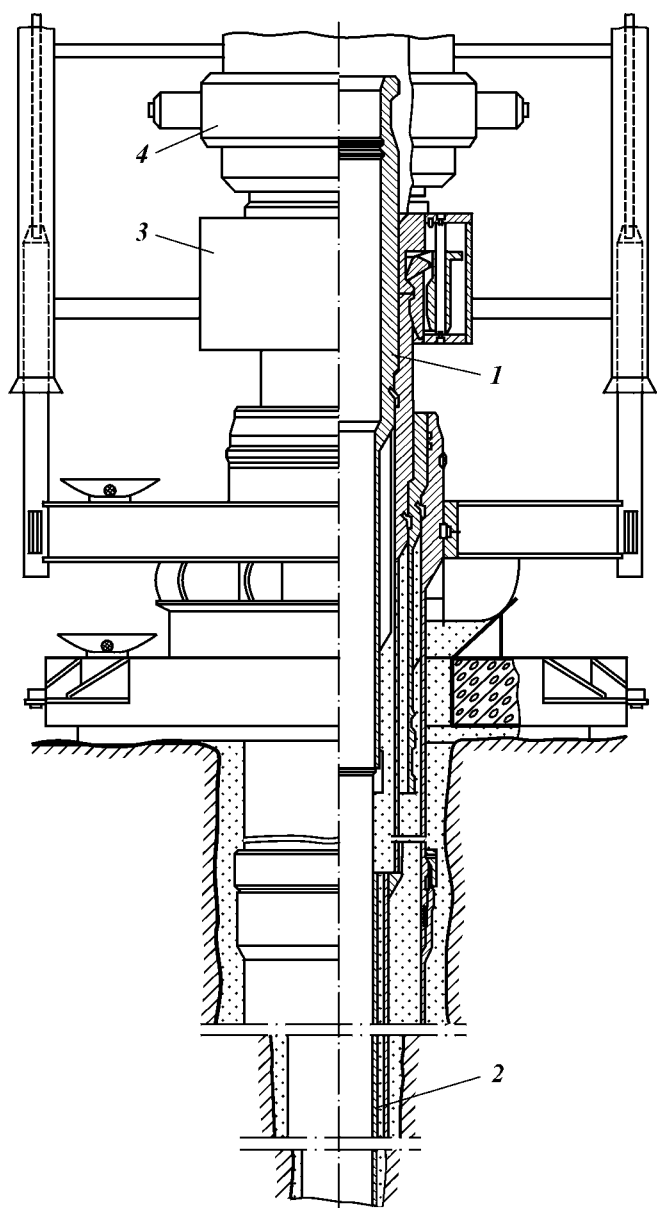


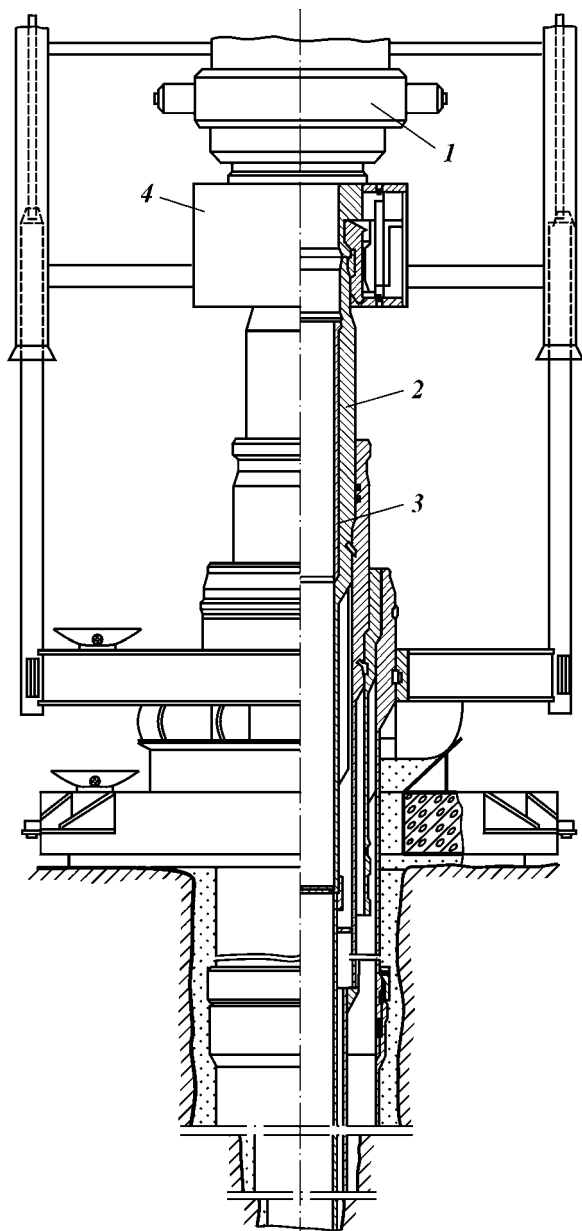
**Рис. 25.24. Схема цементи-
рования первой промежу-
точной колонны:**

1 — устьевая головка; 2 —
первая промежуточная ко-
лонна; 3 — гидравлическая
муфта; 4 — блок превенто-
ров

Затем натяжные канаты прикрепляют к неподвижной части телескопического звена, опускают сборку стояка и ПО, продолжая спуск талевого блока до выбора половины хода компенсатора, и гидромуфтой соединяют временную устьевую головку с устьевой головкой направления диаметром 762 мм. После этого выбирают слабины натяжных канатов, включают в работу натяжное устройство морского стояка, разгружают компенсатор буровой колонны, освобождают внутреннюю трубу телескопического звена от стопоров, поднимают ее к подроторным балкам и тросами прикрепляют отклонитель потока к подроторным балкам.

Рис. 25.25. Схема спуска и установки второго блока превенторов:

1 — второй блок превенторов;
2 — устьевая головка первой технической колонны диаметром 340 мм; 3 — цанговая втулка; 4 — гидравлическая муфта



Присоединяют линии управления к отклонителю потока и уплотнительному устройству телескопического звена, освобождают спусковой инструмент и спускают защитную втулку отклонителя, подсоединяют отводной трубопровод и доливочную линию к телескопическому звену. Опускают на бурильных трубах испытательный инструмент до посадки его на подводное устье, закрывают плащечный превентор, подачей рабочей жидкости в систему гидроуправления проверяют герметичность соединений и поднимают спусковую колонну с испытательным инструментом.

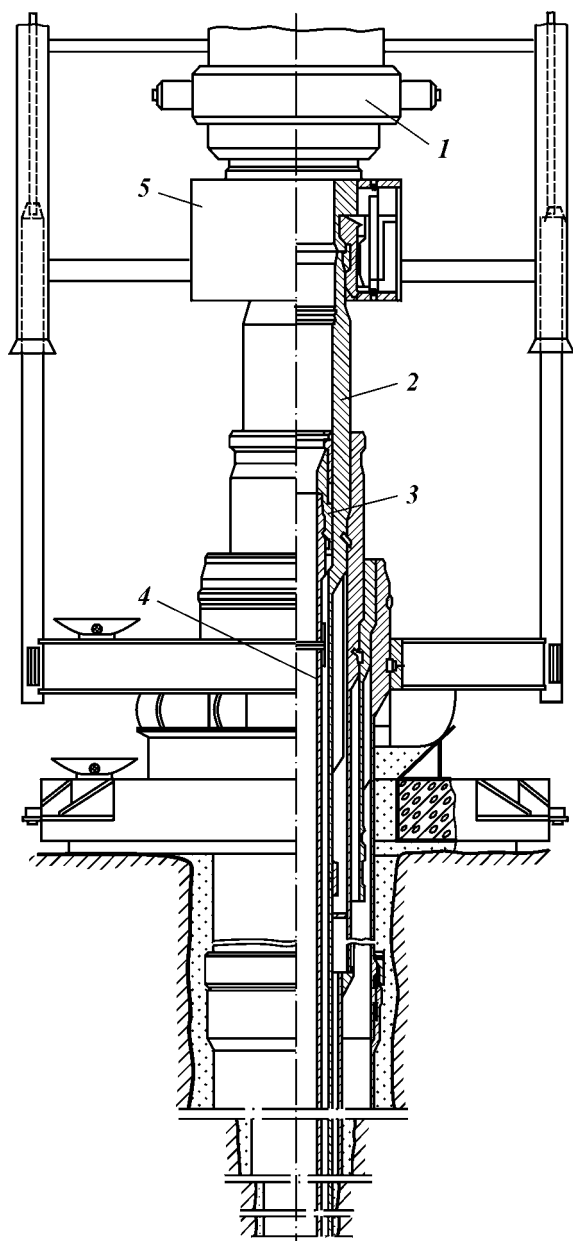


Рис. 25.26. Схема спуска, цементирования и герметизации второй технической колонны:

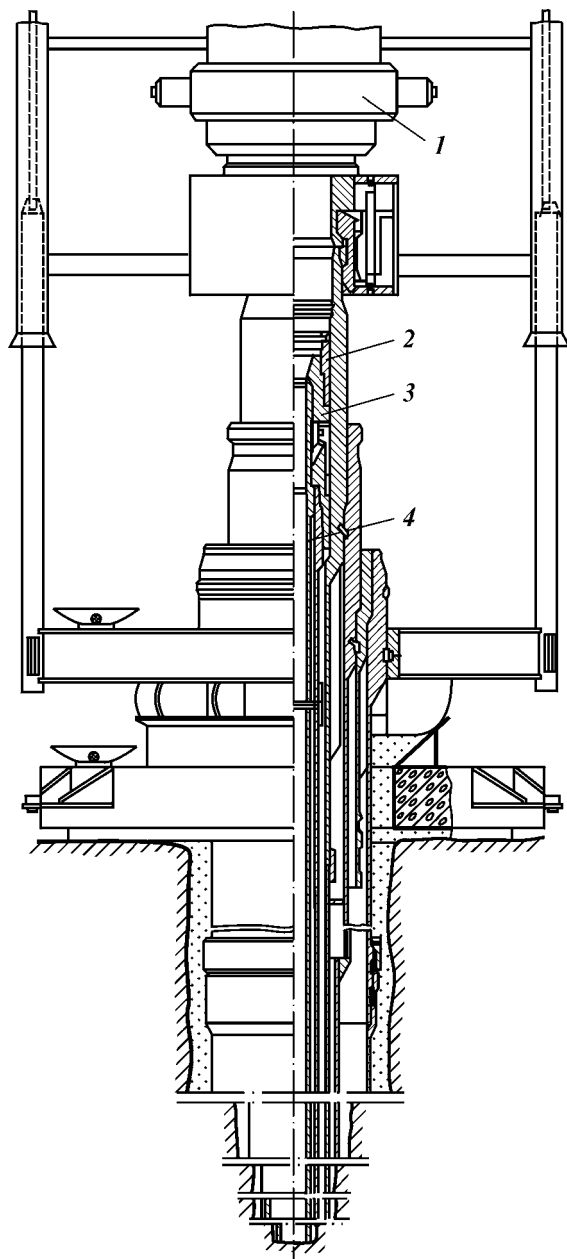
1 — блок превенторов; 2 — уплотнительное устройство; 3 — подвесная головка; 4 — вторая промежуточная колонна; 5 — гидравлическая муфта

Затем собирают бурильный инструмент, спускают его и бурят скважину долотом диаметром 660 мм под кондуктор диаметром 508 мм до проектной глубины.

Бурильный инструмент поднимают в порядке, обратном описанному выше, демонтируют морской стояк, временную устьевую головку и блок ПО, спускают кондуктор, к последней секции которого присоединяют устьевую головку, и цементируют его (рис. 25.23). После этого опять приступают к

Рис. 25.27. Схема спуска, цементирования и герметизации эксплуатационной колонны диаметром 168х146х127 мм:

1 — второй блок превенторов (диаметр 346 мм, давление 70 МПа); 2 — уплотнительное устройство; 3 — подвесная головка; 4 — эксплуатационная колонна



сборке, спуску и установке блока 4 ПО с морским стояком (рис. 25.24). При этом блок ПО закрепляют гидравлической муфтой 3 на устьевой головке кондуктора диаметром 508 мм.

Скважину продолжают бурить под первую промежуточную колонну диаметром 340 м. Через блок ПО спускают обсадную колонну диаметром 340 мм. К последней секции промежуточной колонны присоединяют устьевую головку 1 (см. рис. 25.24). После спуска технической колонны на про-

ектную глубину ее цементируют. Затем спусковой инструмент раскрепляют и поднимают, демонтируют морской стояк диаметром 610 мм и блок превентора диаметром 540 мм в порядке, обратном порядку монтажа данных узлов. Спускают и устанавливают блок превентора диаметром 350 мм на рабочее давление 70 МПа и морской стояк диаметром 406 мм (рис. 25.25). После этого спускают и закрепляют в устьевой головке 2 диаметром 340 мм защитную цанговую втулку 3 и приступают к бурению скважины диаметром долота 311 мм под вторую промежуточную колонну диаметром 245 мм. Проходное отверстие ПО обеспечивает пропуск долота диаметром 311 мм и уменьшает кольцевой зазор ПО и морского стояка, повышая этим скорость восходящего потока бурового раствора.

Соединительные муфты на блоке ПО и морского стояка заменяют также на 346-мм, соответствующие присоединительным размерам ПО и морского стояка и рабочим давлениям.

После спуска на проектную глубину и цементирования второй промежуточной колонны из корпуса устьевой головки извлекают защитную втулку диаметром 340 мм, спускают на бурильных трубах испытательный инструмент и сажают его в конусное гнездо подвесной головки 3 (рис. 25.26) диаметром 245 мм, закрывают плашки одного из превенторов и через линию глушения подают опрессовочную жидкость. Если давление падает, то довинчивают уплотнительное устройство 2 или заменяют его. Затем опять спускают защитную втулку диаметром 340 мм и приступают к бурению под колонну (или хвостовик) диаметром 173 мм (рис. 25.27). В случае спуска хвостовика после его цементирования приступают к бурению под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм (146 или 127 мм). Спуско-подъемные и другие операции повторяются.

После спуска и цементирования обсадной колонны демонтируют морской стояк и блок ПО. Затем на бурильных трубах спускают каптажное устройство и устанавливают его на устьевую головку. Направляющим канатам дают натяжение до тех пор, пока не срежутся штифты, связывающие концы канатов с направляющими стояками. Канаты поднимают и закрепляют на палубе. По окончании строительства скважины устанавливают опознавательный буй (поплавок) с номером скважины.

ПУО БЕЗ НАПРАВЛЯЮЩИХ КАНАТОВ

Освоение нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах моря обусловило совершенствование и создание новых узлов конструкции ПУО, и особенно морских стояков. На рис. 25.28 в качестве примера приведена схема ПУО без направляющих канатов фирмы «Камерон». В системе направляющего основания 15, блока превенторов и «верхней» цанговой соединительной муфты 10 конструкция обеспечивает использование их с сонарной системой подвода, включающей сонар, телекамеру, индикаторный высотомер и считывающее устройство, установленное на поверхности.

Блок превенторов включает нижнюю цанговую соединительную муфту 13, плащечные превенторы 17 и приемную плиту, которая имеет приемную втулку для соединения системы гидравлического управления, линий 21 глушения и штуцерной. Эти линии имеют безопасные клапаны с втулками дистанционного управления сверху.

Рис. 25.28. Схема ПУО без направляющих канатов:

1 — панель управления бурильщика; 2 — электроустановка; 3 — блок батарей; 4 — разделяющая установка; 5 — центральная панель управления; 6 — блок аккумуляторных батарей; 7 — лебедки электрокоммуникационного и силового кабелей; 8 — коммуникационные и силовые кабели; 9 — шаровое соединение; 10, 13 — верхняя и нижняя цанговые соединительные муфты, 11 — универсальный превентор; 12 — предохранительный клапан; 14 — направляющая воронка; 15 — направляющее основание; 16 — отражатель и импульсный приемопередатчик для акустического управления; 17 — блок плашечных превенторов; 18 — вертлюг; 19 — система управляющего манифольда; 20 — цилиндрический превентор; 21 — линии глушения и штучерная; 22 — дополнительная линия подачи жидкости; 23 — лебедка аварийного гидравлического шланга; 24 — силовая установка с панелью управления дивертером

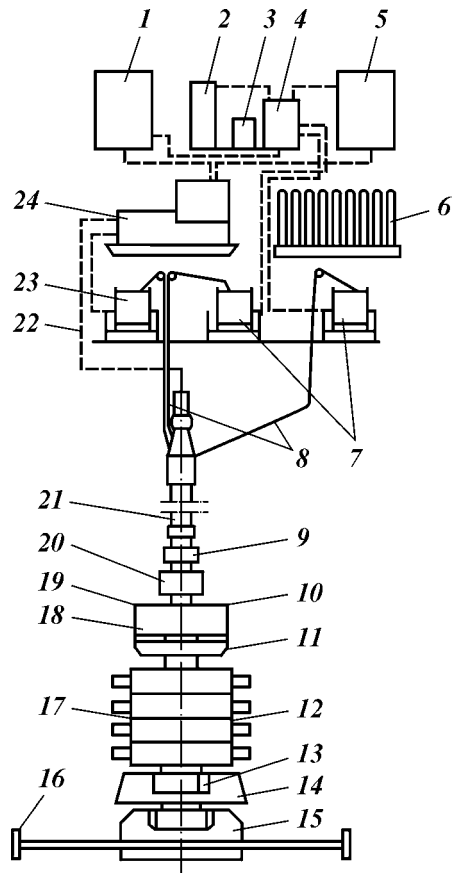
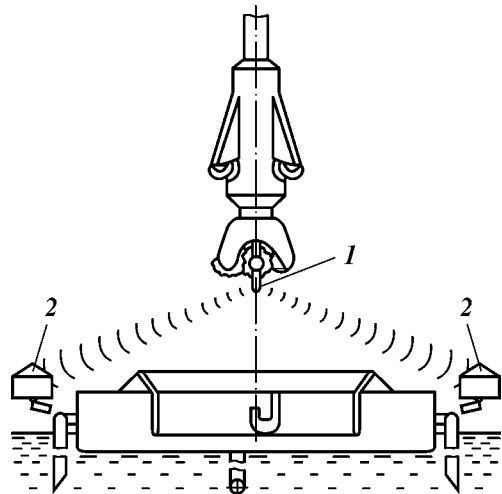


Рис. 25.29. Схема ввода в опорную плиту бурового инструмента

1 — сонар; 2 — отражатели



Узлы стояка включают: узел нижнего стояка, превентор 20, шаровое соединение 9, соединительные части стояка и телескопический узел стояка с вертлюгом 18, обеспечивающим вращение на 360°. Аккумуляторы, электрогидравлические, гидравлические или мультиплексные управляющие устройства смонтированы в пучок вокруг соединительной цанговой муфты. Такая конструкция обеспечивает быстрое отсоединение стояка путем открывания цангового соединения муфты 10, в результате чего стояк снимается с блока превенторов. На ПБС постоянно установлены лебедки электрокоммуникационного и силового кабеля 7, блок аккумуляторных батарей 6, центральная панель управления 5, разделяющая установка 4, блок батарей 3, электроустановка 2, панель управления бурильщика 1, установка с панелью управления дивертером 24, лебедка аварийного гидравлического шланга 23, дополнительная линия подачи рабочей жидкости 22.

Монтаж ПУО начинают со спуска на морское дно опорной плиты, направляющего основания 15 или соединенных вместе опорной плиты и направляющего основания. К опорной плите перед спуском присоединяют откидные кронштейны, на концах которых установлены отражатели сонара 16. Эти кронштейны при прохождении через шахту находятся в сложенном виде и после прохождения шахты раскладываются.

После установки опорной плиты и направляющего основания приступают к бурению скважины диаметром 914 мм под 762-мм фундаментную колонну. Последнюю спускают, соединяют ее верхний конец с морским основанием и цементируют колонну до устья. Затем бурят скважину диаметром 508 мм под 476-мм колонну, спускают ее с прикрепленным к последней секции трубы 425-мм корпус (устьевую головку). После спуска колонны устьевая головка автоматически замыкается в 762-мм устьевой головке предыдущей фундаментной колонны, и спущенная колонна цементируется. Затем спускают блок превенторов. Во время спуска сонар 1 (рис. 25.29) и телекамера, установленные на нижней части спускаемого оборудования, посылают сигналы на отражатели 2, которые расположены на концах откидных кронштейнов направляющего основания, установленного на морском дне.

Телекамеры обеспечивают изображение спускаемого узла на экране панели в помещении управления на буровом судне.

Направляющая воронка 14 (см. рис. 25.28) внизу спускаемого узла помогает совместить его с направляющим основанием. Информация от сонара и телекамеры обеспечивает окончательное совмещение в пределах 100 мм. После этого с помощью цанговой гидравлической муфты соединяют спущенные блок противовыбросового оборудования с направляющим основанием и сонар с телекамерой поднимают. Затем спускают морской стояк и при подходе верхней цанговой гидравлической муфты, закрепленной на нижней части стояка, к блоку превенторов муфта совмещается и соединяется со специальным устройством-вертлюгом, установленным на верхней части блока превенторов. После соединения этих узлов стояк с муфтой поворачивается до совмещения всех гидравлических соединений и втулок штуцерной линии глушения. После этого муфты и втулки пропускают через предохранительную базовую плиту узла нижнего стояка и соединяют в приемной плите в верхней части блока превенторов.

Условия эксплуатации комплекса ПУО на больших глубинах потребовали создания соответствующих конструкций узлов.

Верхнее шаровое универсальное соединение стояка и блока превенто-

ров рассчитано на нагрузку 4540 кН, глубину 1829 м. Конструкция соединения выполнена так, что контактируемые поверхности шара и гильзы обеспечивают только герметизацию соединения, а нагрузку воспринимает специальное шарнирное соединение типа DW.

Телескопический узел обеспечивает перемещение по вертикали до 18,3 м. Для уменьшения веса стояка к нему присоединяют плавучий материал или понтоны (поплавки).

Комплекс ПУО обеспечен системой аварийного отсоединения. Для этого на противоположных сторонах узла нижней секции стояка приварены кронштейны, на концах которых установлены приемные раструбы аварийного отсоединения с воронками диаметром 508 мм. Для выполнения аварийного отсоединения или соединения опускается специальный инструмент с сонаром и телекамерой на конце.

В комплексе ПУО применены многоступенчатая электрогидравлическая система дистанционного управления и аварийная акустическая система.

СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПУО

Системы дистанционного управления — составная часть ПУО. Они предназначены для дистанционного управления закрытием и открытием подводных превенторов, задвижек высокого давления, соединительных муфт и других узлов ПУО. Эти системы — наиболее сложная часть ПУО, от эффективности их работы зависит надежность управления бурящейся скважиной при газо-, водо- и нефтепроявлениях.

В настоящее время применяют в основном две системы дистанционного управления: гидравлическую, рекомендуемую для глубин моря до 610 м; электрогидравлическую (мультиплекс) — для глубин свыше 610 м. Кроме этого, в составе систем дистанционного управления используют акустические системы дистанционного управления, обеспечивающие связь и управление противовыбросовым оборудованием в аварийных ситуациях. Акустические сигналы посылаются и принимаются гидрофонами, расположенными на плавучей буровой установке и на блоке ПУО. Исполнительная часть акустической системы состоит из гидрофона, декодирующего устройства и исполнительного механизма.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

Гидравлическая система управления (рис. 25.30) состоит из следующих частей:

главная панель управления 7, расположенная на посту бурильщика, и вспомогательная 1, удаленная от рабочей площадки буровой;

гидравлическая силовая установка 10;

электрический силовой блок 2, установленный на главной палубе ППБУ или БС. Блок размещают вне взрывоопасной зоны, он обеспечивает электроэнергией органы управления и сигнализации;

многоканальный подводный шланг 15 с лебедкой 13;

подводный коллектор с каналом управления 16, лебедкой 14 и канатом для подъема и спуска коллектора 17.

На ПБС обычно устанавливают две гидравлические системы управления, одна из которых является дублирующей. Главная и вспомогательная

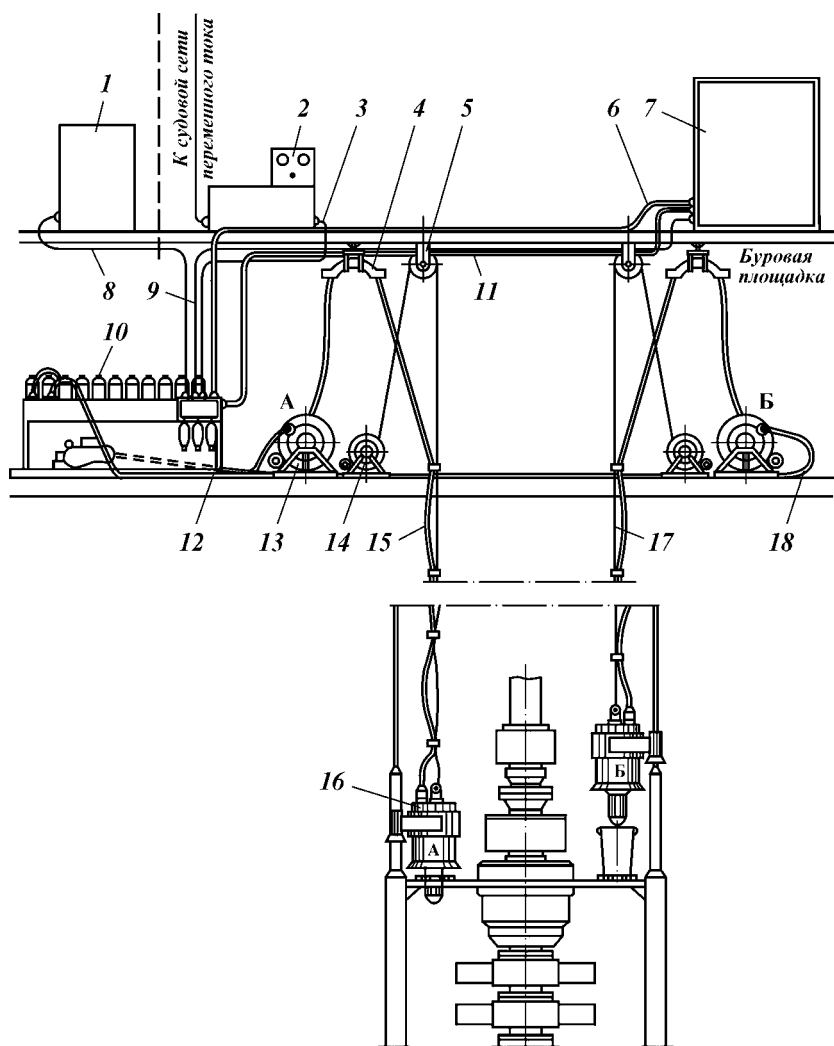


Рис. 25.30. Схема гидравлической системы управления ПВО:

1, 7 — вспомогательная и главная панели управления; 2 — электросиловой блок; 3 — электрокабель питания центрального гидравлического распределителя; 4 — направляющий желоб для спуска шланга; 5 — подвесной направляющий блок каната коллектора; 6 — многоканальный воздушный шланг управления от главной панели; 8 — многожильный электрокабель управления от малой панели; 9 — многожильный электрокабель для передачи ответных команд от главной панели; 10 — силовая установка и центральный гидравлический распределитель; 11 — вводящий шланг к главной панели; 12 — соединительный гидравлический шланг управления канала А; 13 — лебедка с приводом для многоканального шланга; 14 — лебедка с приводом для подъема подводного коллектора; 15 — многоканальный шланг подводного коллектора; 16 — подводный коллектор; 17 — канат подъема коллектора; 18 — гидравлический соединительный шланг управления каналом Б

панели управления обеспечивают дистанционное управление универсальным и плашечными превенторами, задвижками манифольдов, соединительными муфтами блоков превенторов и морского стояка, запирающими устройствами и гидравлическими замками плашечных превенторов, селектором и регулирующим каналом в подводном коллекторе, а также запира-

ем подводного коллектора и подачи смазочного материала в шаровое соединение морского стояка. Кроме того, панели обеспечивают контроль за параметрами и работой системы.

Гидравлическая силовая установка и блок управления:

принимают сигналы от панели управления и преобразуют их в команды, передаваемые с помощью рабочей жидкости по шлангу к подводному коллектору. Рабочая жидкость по команде селектора передается по одному из выбранных каналов управления;

передают команду в регулируемый клапан для изменения рабочего давления в универсальном превенторе;

передают ответные сигналы об использовании команд к панелям управления и с помощью насоса высокого давления осуществляют подзарядку гидроаккумуляторов;

приготавливают рабочую жидкость для работы системы и измеряют параметры в системе, передавая данные на контрольные приборы.

Многоканальный подводный шланг состоит из одного центрального канала большого диаметра, который служит для подачи рабочего давления к подводному коллектору, и соответствующего числа каналов малого диаметра для подачи команд с помощью жидкости к управляющим клапанам подводного коллектора.

Подводный коллектор:

направляет рабочую жидкость высокого давления в рабочие органы блока превенторов, снижает ее давление в цилиндрах превенторов с помощью регулирующего клапана (например, при операциях расхаживания бурового инструмента);

соединяет все каналы при посадке сердечника коллектора в гнездо на блоке превенторов и надежно его запирает.

Шланговый барабан снабжен распределительными каналами для передачи основных команд к подводному коллектору. Высокое рабочее давление подается в барабан по отдельному гидравлическому шлангу 12 (см. рис. 25.30) через гидравлический вертлюг. Все электрические приборы панели управления и гидравлические коллекторы применяют во взрывозащищенном исполнении, вибростойкие и влагонепроницаемые.

Главная панель управления может быть гидравлического, электрического или пневматического действия. Соответствующие команды с панели могут подаваться гидравлическими, электрическими или пневматическими сигналами на главную гидравлическую силовую установку (гидрораспределитель), который трансформирует их в гидравлические импульсы, передаваемые к подводным клапанам управления.

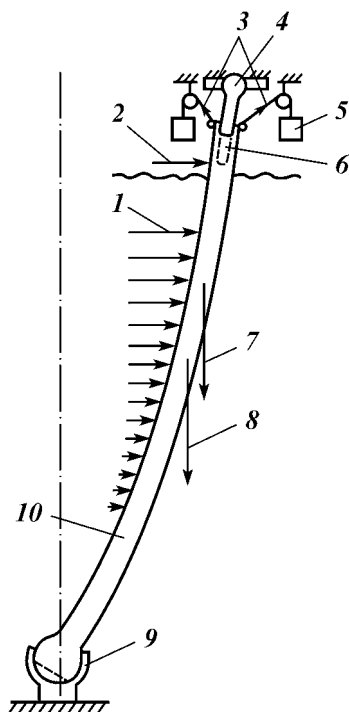
НАГРУЗКА НА МОРСКОЙ СТОЯК

Морской стояк является одним из важнейших и ответственных узлов общего комплекса ПУО.

В процессе буровых работ морской стояк эксплуатируется в сложных условиях. Практикой работ установлено, что такие условия эксплуатации часто приводят к повреждению его отдельных узлов. Причинами повреждений морского стояка могут быть длительный период воздействия на узлы суровых морских условий, использование буровых растворов большой плотности, нарушение рекомендаций по эксплуатации, недостаточное на-

Рис. 25.31. Схема действия нагрузок на морской стояк:

1 — воздействие морских течений; 2 — воздействие ветра; 3 — усилия натяжения нижней секции; 4 — верхняя секция морского стояка; 5 — натяжные устройства; 6 — телескопическое соединение; 7 — усилие от веса бурового раствора; 8 — усилие от веса морского стояка; 9 — шаровое соединение; 10 — нижняя секция морского стояка



тяжение нижней секции морского стояка и слабый контроль за изменением угла поворота шарового соединения при отклонении стояка от вертикали, использование недостаточно надежных узлов соединений, не соответствующих условиям работы в данном районе, а также недостаточный опыт работы при эксплуатации стояков и отсутствие соответствующей теоретической базы для их расчета. Из-за отсутствия достоверных исходных данных и опыта эксплуатации иногда приходилось проектировать и конструировать узлы стояка путем экспериментирования и испытания их в условиях имитации предполагаемых нагрузок и воздействий реальной среды, которые не вполне соответствовали фактическим нагрузкам, возникающим в натуральных условиях.

На рис. 25.31 приведена схема действия нагрузок на морской стояк. При вертикальных перемещениях ПБС во время качки морской стояк растягивается или сжимается, при смещении ПБС от центра скважины стояк изгибается. Морской стояк испытывает также горизонтальные нагрузки от морских волн, течений и ветра. Кроме этих нагрузок на морской стояк действует давление на стенки столба бурового раствора, заполняющего затрубное пространство между морским стояком и буровой колонной.

Для обеспечения технологического процесса бурения скважины и необходимой при этом постоянной связи подводного устьевого оборудования с вертикально перемещающимся ПБС в конструкции морского стояка предусмотрено телескопическое соединение. В месте соединения нижней части морского стояка с блоком ПУО установлено шаровое соединение, компенсирующее изгиб морского стояка во время отклонения ПБС. На палубе ПБС размещено натяжное устройство для создания растягивающих усилий, прикладываемых с помощью натяжных канатов к верхнему концу нижней секции морского стояка.

При проектировании и конструировании элементов морского стояка большое значение имеют удачный выбор их конструкции и увязка в общей схеме конструкций узлов колонны стояка с узлами системы подвески. Это требует использования как в расчетах, так и в процессе эксплуатации достоверных данных об окружающей среде (волнение, течение, ветер и др.). Важную роль играет также систематическое и точное измерение усилий натяжения в канатах натяжных устройств нижней секции морского стояка. Для обеспечения этих требований натяжение морского стояка постоянно регулируется натяжными устройствами в зависимости от высоты волны и вертикальных перемещений ПБС. Требуется также систематический и точный контроль угла отклонения морского стояка от вертикали.

Большое внимание также уделяется выбору и нанесению смазочного материала, а также защите соединений морского стояка. Очень важно иметь систематическую и достоверную информацию о прогнозе погодных условий, чтобы в случае необходимости своевременно принять меры по отсоединению морского стояка от подводного устьевым оборудованием, снятию ПБС с точки бурения и обеспечению ухода на отстой в штормовую погоду. Очень большое значение придается надежности в работе системы дистанционного управления подводным устьевым комплексом. Например, несвоевременная и ненадежная посадка коллектора в гнездо на блоке ПУО может привести к дополнительным работам по ремонту и наладке.

Для обеспечения надежности работы узлов морского стояка в течение ряда лет ведутся лабораторные и натурные исследования нагрузок, действующих на морской стояк. Разработаны программы аналитических исследований напряжений в морском стояке с помощью ЭВМ. Результаты расчетов сопоставляются с фактическими напряжениями, измеряемыми тензодатчиками, размещенными на морском стояке. Устанавливаются зависимости между максимальными напряжениями в стояке, углом отклонения от вертикали и усилиями натяжения. По мере увеличения усилия натяжения угол наклона и напряжения быстро уменьшаются и при достижении определенного минимума напряжения в узлах стояка опять начинают возрастать при дальнейшем уменьшении угла наклона.

25.9. СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ СРЕДСТВ НА ТОЧКЕ БУРЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ СИСТЕМ УДЕРЖАНИЯ

Системы предназначены для удержания в заданных пределах отклонения бурового плавучего средства (БС или ППБУ) от оси бурящейся скважины в горизонтальном направлении.

Обычно горизонтальное перемещение бурового плавучего средства (БПС) не превышает 5–6 % глубины моря. Вместе с тем в большинстве случаев бурят при горизонтальном перемещении, равном 2–3 % глубины моря.

Радиус максимального отклонения

$$R = 0,06 H,$$

где 0,06 — максимальное относительное отклонение, ограничиваемое напряжениями в трубах водоотделяющей колонны и углом отклонения нижнего шарнирного, шарового или другой конструкции соединения; H — глубина моря, м.

В зависимости от глубины моря H все ПБС оснащают одной из четырех возможных систем удержания на точке бурения:

при глубинах моря до 200 м — с помощью якорных цепей или тросов либо комбинированной системы (якорных цепей и тросов);

на глубинах моря более 200 м — с помощью динамической системы стабилизации (динамического позиционирования).

ЯКОРНЫЕ СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ

Буровое плавсредство и систему заякоривания рассматривают как единый комплекс, за исключением случаев экстремальных погодных условий.

В табл. 25.5 приведены принятые в мировой практике критерии проектирования и указаны операции заякоривания.

Система заякоривания включает якорные цепи, лебедку, стопорное устройство, роульс (устройство для изменения направления перемещения якорного троса).

В зависимости от местных условий, характеристики бурового плавсредства и других факторов применяют различные схемы расположения якорных цепей или канатов относительно БПС.

На рис. 25.32 показаны шесть наиболее распространенных в мировой практике вариантов заякоривания при воздействии нагрузок с любой стороны; n — число якорных канатов.

Таблица 25.5

Проектные параметры и условия, используемые при определении систем заякоривания БПС

Условия бурения	Параметр якорных канатов			Условия работ при наличии бурового стояка			
	Максимальное натяжение	Провисание с подветренной стороны	Максимальное смещение по горизонтали, % от глубины моря	Положение стояка	Максимальный угол отклонения в шарнирном соединении, градус	Промысловая жидкость	Выполняемые работы
Нормальное бурение	0,3 от критического	Номинальное	3	Присоединен	4	Буровой раствор	Бурение, спуск обсадных труб, установка превентора, испытание скважин Спускоподъемные операции, подъем стояка, бурение цементных пробок и другие буровые работы
Бурение в осложненных условиях			6		<10		
Перерыв в бурении	0,3—0,5 от критического	Эквивалентно двойному полному провисанию каната с подветренной стороны	10	Отсоединен	10	При необходимости заполнения морской водой	При стояке, подготовленном к отсоединению, буровые работы не проводят. Работы выполняют при подходящих погодных условиях
Критические погодные условия	0,5 от критического (необходимо сравнение якорных канатов)	—	Неограниченное		—	—	Не проводят никаких работ, за исключением маневрирования с якорными канатами. На буровой не должно быть людей

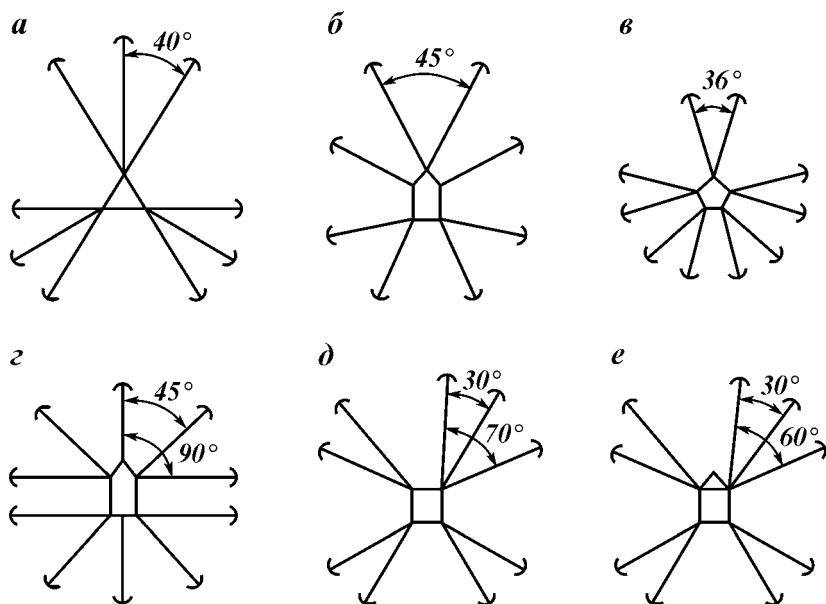


Рис. 25.32. Схема типовых вариантов систем заякоривания:

а, б, в – симметричные системы соответственно с $n = 9, 8, 10$; *г, д, е* – системы с якорными канатами ($n = 8$), расположенными соответственно под углом $45-90^\circ$ друг к другу, под углом $30-70^\circ$ к оси платформы и под углом $30-60^\circ$ к продольной оси судна

Якорные цепи или тросы выбирают в зависимости от ожидаемой нагрузки на них, глубины моря, характеристики рабочего оборудования, стоимости, наличия пространства для палубных устройств и других факторов.

Для заякоривания применяют два типа плоскозвенных цепей с распоркой: цепь со сваренными встык звеньями и замковую цепь.

В большинстве случаев для заякоривания применяют металлические канаты диаметром $57-76$ мм (иногда до 90 мм). Преимущества металлических канатов: масса каната в морской воде в 5 раз меньше, чем масса цепи, и стоимость каната почти вдвое ниже стоимости цепи. Недостаток металлического каната заключается в том, что вследствие малой массы требуется большее развешивание троса до необходимой величины тангенциальной кривой провисания, а также в случае выхода каната из строя его следует заменять по всей длине. Масса нейлонового каната в 2 раза меньше массы металлического каната.

Якорные системы оснащают комплектом оборудования для регулирования натяжения якорных канатов, который включает тензометры и записывающую аппаратуру, непрерывно управляющую натяжением якорного каната и извещающую оператора об изменении высоты волны или направления ветра.

Системой натяжения управляют с пульта на основе информации, получаемой от датчиков, установленных на тросах.

Якорная система ППБУ «Шельф» пассивного позиционирования включает:

восемь якорей массой около 18 т каждый;

четыре якорные лебедки;
восемь якорных цепей длиной 1075 м калибра 76 мм с разрывной нагрузкой 4900 кН;
восемь направляющих блок-звездочек, обеспечивающих изменение движения якорной цепи, которые установлены на угловых колоннах ППБУ;
восемь комплектов специальных плавучих буйев с буйрепами для обозначения прокладки якорей с помощью обслуживающих судов;
восемь механизмов крепления и аварийной отдачи якорных цепей, расположенных в цепных ящиках;
восемь силоизмерительных устройств, входящих в состав каждой якорной лебедки;
три запасных якоря, в том числе два с соединительными элементами для использования их в качестве дополнительных;
одну запасную цепь длиной 1075 м, один запасной комплект буйковой системы, хранящейся на берегу.

Управление лебедками осуществляют с местного или дистанционного поста управления. Якорные цепи хранят в цилиндрических ящиках, расположенных внутри колонн ППБУ. Якоря в походном положении хранят на специальных кронштейнах.

СИСТЕМА ДИНАМИЧЕСКОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ

На глубинах моря более 200 м якорные системы стабилизации не обеспечивают требуемые допускаемые отклонения ПБС от вертикальной оси устья бурящейся скважины, становятся массивными, и их применение неэффективно. По этим причинам на глубинах более 200 м используют динамические системы стабилизации (динамического позиционирования), которые по сравнению с якорными системами удержания имеют следующие преимущества:

обеспечивают требуемую технологией бурения точность позиционирования ПБС;

осуществляют быстрое изменение курса БС или ППБУ в целях уменьшения бортовой и вертикальной качек;

обеспечивают быстрый уход с точки бурения и возврат на нее ПБС.

Система динамической стабилизации представляет собой замкнутую цепь автоматического управления. Она включает:

цепь обратной связи с датчиками, определяющими координаты продольного и поперечного перемещений по осям x , y и угол поворота φ ПБС относительно принятых неподвижных координат;

блок сравнения, который определяет отклонения Δx , Δy , $\Delta \varphi$ действующего положения ПБС от его начального расчетного положения x_0 , y_0 , φ_0 ;

пульты управления, имеющие прямую и обратную связи с двигателями и гребными винтами, рассчитывающие и подающие с командного пункта на двигатели и гребные винты команды для возвращения ПБС в начальное положение;

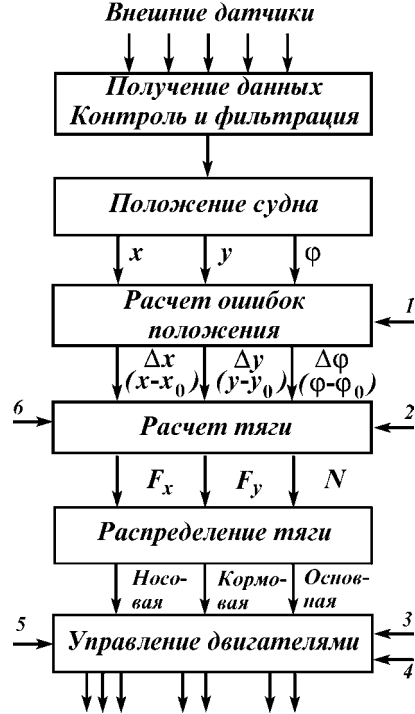
подруливающие устройства (двигателей и гребных винтов), обеспечивающие перемещение судна на величину Δx , Δy и $\Delta \varphi$ и возвращение его в начальное положение.

На рис. 25.33 в качестве примера приведена схема управления системой динамической стабилизации, применяемая на БС и ППБУ.

На автоматизированном пункте управления универсальная цифро-

Рис. 25.33. Схема управления ЭВМ системой динамической стабилизации:

1 — установка x_0, y_0 ; 2 — режим управления (автоматический, полуавтоматический, ручной); 3 — обратный контроль; 4 — ручной контроль; 5 — коррекция течения; 6 — опережение ветра



вая ЭВМ по цепи обратной связи получает данные от внешних датчиков о положении ПБС в определенный момент. При этом угол поворота ϕ определяют гирокомпасом, а координаты x, y вычисляются системой акустического измерения AMS (Acoustic Measuring System). Эти данные имеют высокую точность, их используют в системе динамической стабилизации.

В случае возможных помех, во избежание прерывания сигналов о положении ПБС, причиной которых может быть прохождение косяка рыбы или выброс грязи, на ПБС установлены дополнительные датчики: отвесный креномер стояка, ультразвуковой гидролокатор (сонар), которые заменяют первичные источники акустического измерения. ЭВМ, получая и подтвер-

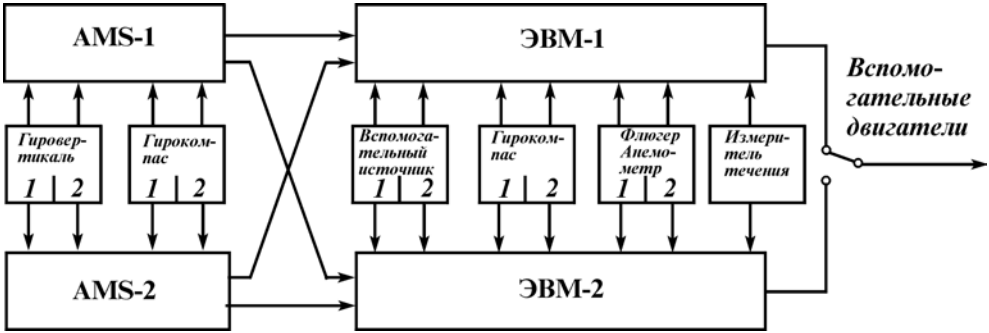


Рис. 25.34. Схема постоянного и перекрестного резервирования датчиков

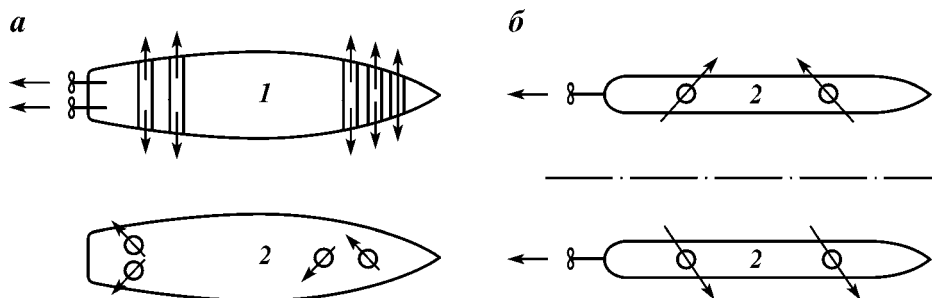


Рис. 25.35. Типовые схемы расположения гребных винтов и подруливающих устройств на буровом судне (а) и (б):

1, 2 — соответственно неповоротные и поворотные двигатели

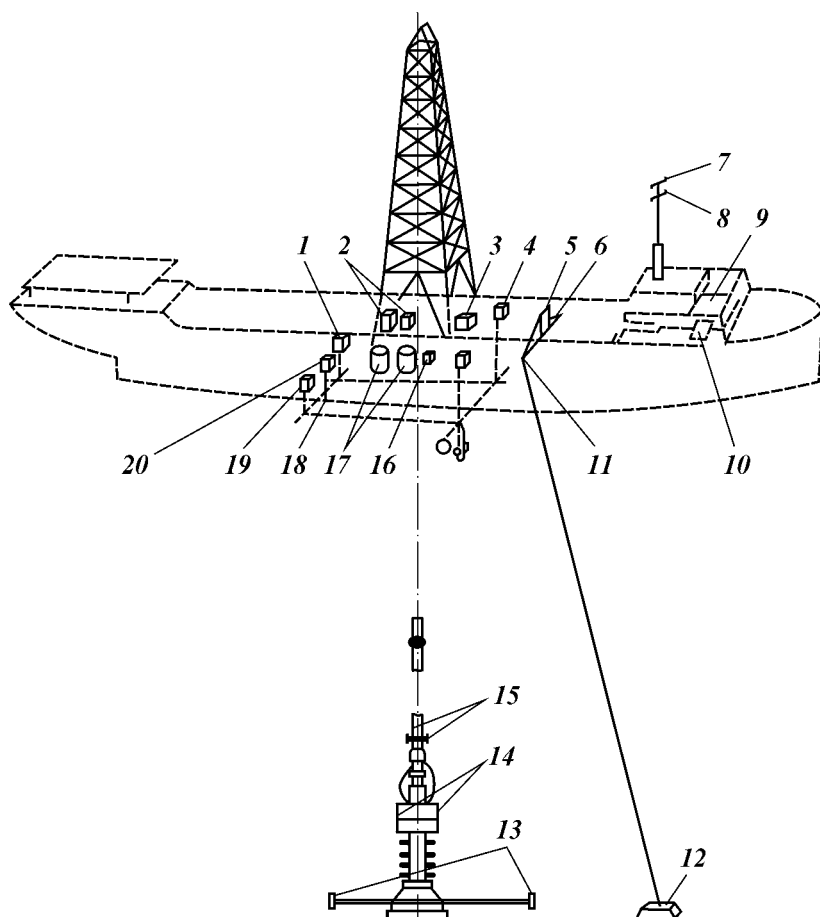


Рис. 25.36. Схема размещения устройств системы динамической стабилизации:

1 — датчики; 2 — соединительные коробки центральной гировертикали; 3 — пульт управления буровика; 4, 19 — соединительные коробки гидрофонов; 5 — отвесный креномер; 6 — соединительная коробка отвесного креномера; 7 — флюгер; 8 — анемометр; 9 — помещение управления; 10 — источник питания; 11 — датчик креномера; 12 — груз; 13 — ответчики; 14 — ответчики инструмента; 15 — креномер стояка; 16 — опорный маятник; 17 — центральная гировертикаль; 18 — измеритель течения; 20 — соединительная коробка измерителя течения

ждая данные о положении ПБС, вычисляет его перемещения относительно начального положения, рассчитывает продольные и поперечные усилия и вращающий момент, необходимые для его возврата в начальное положение, и подает команду на подруливающие устройства.

Для мгновенного противодействия порывам ветра, не дожидаясь его влияния на ПБС, в ЭВМ предусмотрена цепь опережения. Данные о направлении и скорости ветра поступают от анемометра и флюгера.

На рис. 25.34 показана схема связи датчиков окружающей среды, первичных источников информации AMS, вспомогательных источников и ЭВМ.

При выходе из строя системы акустического измерения ЭВМ автоматически подключается к вспомогательным источникам: креномеру с ответом, креномеру стояка и другим источникам.

В целях надежного круглосуточного функционирования системы динамической стабилизации ее блоки дублированы, они представляют две параллельно замкнутые цепи автоматического управления. Для повышения надежности функционирования наряду с параллельным в схеме предусмотрено и перекрестное дублирование.

В системе динамической стабилизации имеются две ЭВМ: одна работает, а вторая в резерве. В случае неисправности работающей ЭВМ осуществляется автоматическое переключение на резервную ЭВМ. Система автоматической стабилизации включается в работу и контролируется оператором с главного пульта управления. Кроме этого, буровой мастер имеет пульт управления меньшего размера, который установлен на буровой площадке.

Основная часть электрического оборудования системы динамической стабилизации размещена в отдельном специальном помещении — зале управления (два гирокомпаса, две ЭВМ, два шкафа управления периферийными устройствами, две системы АМ, два телетайпа, шкаф общих цепей, главный пульт управления). В специальном зале, вблизи зала управления, установлены батареи питания, выпрямители и преобразователи напряжения. Остальные устройства размещены на борту ПБС. Гидрофоны и преобразователи запроса обычно устанавливают на углах квадрата или прямоугольника вокруг шахты.

На ПБС применяют различные сочетания горизонтальных продольных и поперечных подруливающих устройств. Мощность и расположение подруливающих устройств выбирают с учетом получения максимальной поперечной и продольной тяги, вращающего момента и обеспечения противодействия внешним силам, даже при аварии одного или нескольких подруливающих устройств. Поэтому тяга, развиваемая двигателями винтов, должна быть примерно на 50—100 % больше средней тяги, рассчитанной при проектных значениях ветровой нагрузки и силы течения. Соответственно должен быть запас мощности, определяемый разностью между максимальным тяговым усилием и усилием, необходимым на преодоление средних нагрузок.

На рис. 25.35 приведены размеры расположения гребных винтов и подруливающих устройств, а на рис. 25.36 схема размещения устройств системы динамической стабилизации на судне.

25.10. МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛАТФОРМЫ (МСП)

МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Особенность работ по освоению морских месторождений — кратное увеличение капитальных вложений по сравнению с капитальными вложениями для освоения аналогичных по запасам месторождений на суше. Рис. 25.37 иллюстрирует динамику роста коэффициента стоимости в зависимости от глубины моря. Как видно, при глубине моря 5 м стоимость работ увеличивается в 2 раза, при глубине 180 м — в 8 раз, а при глубинах более 180 м стоимость работ продолжает резко возрастать.

Рассматривая структуру стоимости, следует отметить, что основная доля идет на строительство гидротехнических сооружений и приобретение технических средств.

В зависимости от условий окружающей среды резко растет общая стоимость, а также доля стоимости обустройства в общей стоимости работ по разработке месторождения. Если стоимость работ в Мексиканском заливе по обустройству составляет 42 %, то в Северном море она составляет 57 % общих затрат на освоение. В северных и арктических районах доля затрат на обустройство увеличивается еще больше. Условия окружающей среды и оценка запасов месторождения определяют весь комплекс технологических решений и выбор технических средств для разработки и обустройства данного месторождения.

Особенность разработки морских нефтяных и газовых месторождений на МСП состоит в том, что в проектах для снижения затрат на дорогостоящие гидротехнические сооружения предусматривают разработку месторождения, включая бурение скважин, добычу и подготовку нефти с кустовых стационарных платформ. При этом часть эксплуатационного обо-

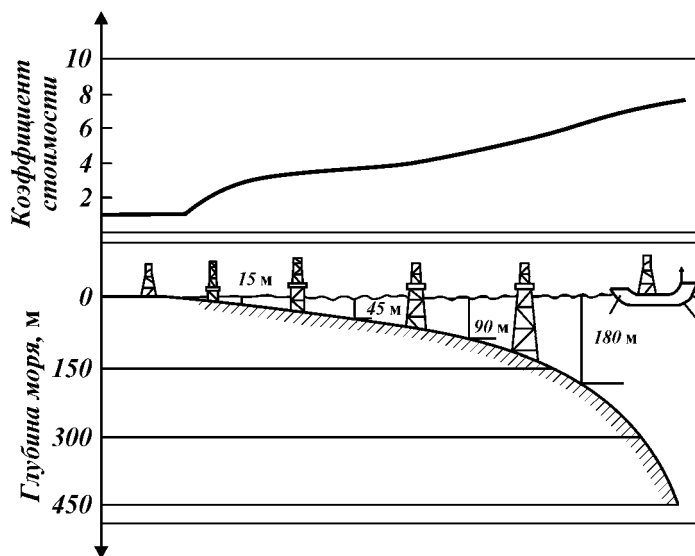


Рис. 25.37. Зависимость коэффициента стоимости от глубины моря

рудования размещают на буровой стационарной платформе, а вторую часть, которая на первом этапе эксплуатации месторождения не применяется, — на отдельной стационарной платформе.

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С МСП

Вследствие большой стоимости гидротехнических сооружений проектами разработки предусматривается, чтобы данное месторождение было разбурено с минимального числа стационарных платформ. Число платформ и скважин на одной платформе определяют, исходя из площади месторождения и глубины залегания продуктивного горизонта, обеспечивающего на данной глубине максимально допустимое отклонение скважины от вертикали и качество проводки наклонно направленного ствола скважины современными техническими средствами. Эффективность разработки морских нефтяных и газовых месторождений повышается благодаря одновременному бурению скважин и добыче нефти или газа с пробуренных скважин на этой платформе.

Для обеспечения одновременного проведения этих работ наряду с конструктивными особенностями платформы (наличием многоэтажных палуб) устанавливают определенную последовательность работ при бурении скважин. В частности, сначала спускают все направления на платформе, а затем делят скважины куста на мелкие группы и спускают кондукторы в одной группе, после чего поочередно бурят каждую скважину этой группы. Затем переходят к бурению следующей группы, а из законченных скважин добывают нефть. Иногда разбуривают группу скважин, и буровую установку передвигают на другой конец платформы, а из законченных скважин добывают нефть. При бурении вблизи эксплуатируемых скважин добычу нефти на последних временно приостанавливают в целях обеспечения безопасности производства буровых работ.

В морском наклонно направленном бурении, как и на суше, используют забойные двигатели: турбо- и электробурь, винтовые двигатели. Для ускорения и обеспечения качества строительства наклонно направленных скважин применяют методики расчета траекторий скважин с использованием промежуточных компьютерных программ на месте работ без применения стационарных ЭВМ. Это позволило снизить стоимость буровых работ. Одним из основных критериев методики расчета является прокладка траектории новой скважины в пределах цилиндрического «коридора» диаметром около 15 м, не пересекающегося с ранее пробуренными скважинами.

В морском бурении начато широкое использование систем измерения параметров в процессе бурения. Эти системы содержат три основные подсистемы: заборные датчики и блок нормализации параметров; средства передачи информации с забоя на поверхность; поверхностное оборудование для приема, расшифровки и воспроизведения на дисплее переданной информации. Приборы выполнены в одном блоке для измерения угла наклона и азимута скважины, ориентирования на забое при неподвижной бурильной колонне, снятия гамма-каротажных и электрокаротажных диаграмм, определения нагрузки на долото, вращающего момента, а также температуры и давления в затрубном пространстве.

Приборный блок при необходимости комплектуют и другими устройствами. Применение этих систем измерения сокращает время бурения и

повышает качество проводки наклонно направленных скважин, что особенно важно в морском бурении при относительно высокой стоимости эксплуатации буровой установки.

В практике работ используют в основном две системы: систему, в которой передача сигналов осуществляется методом импульсной телеметрии в буровом растворе, и систему, в которой сигналы передаются по электромагнитному каналу (приборы ЗИС-4, ЗЦТ-1 и др.).

В морском наклонно направленном бурении высокие технико-экономические показатели обеспечивают благодаря применению забойных двигателей в сочетании с буровыми долотами режущего типа, оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами, и использованию соответствующих буровых растворов.

Геологические особенности морского бурения:

относительно меньшее значение горного давления в породах вследствие того, что часть пород более высокой плотности заменяет морская вода плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$, в особенности в глубоководных акваториях. Это учитывают при ликвидации проявлений скважины во избежание гидроразрыва;

меньшая, чем на суше, глубина залегания газоносных пластов. Одной из технических особенностей бурения является то, что в связи с принятыми конструкциями скважин площадь поперечного сечения затрубного пространства больше, чем у скважин на суше, и при малых и средних притоках газа давление в затрубном пространстве повышается сравнительно незначительно.

Бурение под кондуктор при наличии водоотделяющей колонны может привести к гидроразрыву пласта ниже башмака направления. Во избежание осложнения в направлении рекомендуется предусматривать отверстие для выпуска шлама и промывать скважину при бурении под кондуктор морской водой или применять обратную промывку с использованием газлифтного выноса шлама.

Для предохранения спущенных промежуточных обсадных колонн от изнашивания в процессе производства СПО в предполагаемых местах устанавливают временные сменные втулки.

В морском бурении конструкции скважин требуют использования долот больших размеров (590, 630, 720 мм), раздвижных шарошечных расширителей размерами 394/630 и 590/720 мм. Многоколонная конструкция скважин требует применения больших диаметров труб, проходных диаметров отверстий роторов, наддолотных стабилизаторов-центраторов, высокопрочных обсадных труб, специального спускоподъемного инструмента, устройств для ликвидации прихватов и других специальных инструментов и устройств.

Большое значение имеет выбор компоновок низа бурильной колонны в целях придания жесткости.

Коренным образом отличается организация буровых работ в море от работ на суше. Из-за погодных условий не всегда предоставляется возможность доставить необходимые грузы для обеспечения нормальной работы буровой бригады.

Организация в море складских помещений характеризуется их высокой стоимостью. На основе опыта работ в море определяют оптимальную вместимость складских помещений платформы и разрабатывают график материально-технического снабжения буровых работ в данном районе.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИЙ МСП

На первом этапе развития конструкций первое металлическое свайное основание было разработано Н.С. Тимофеевым, металлические сваи которого погружали методом забуривания. После бурения шурфов под сваи и установки и цементирования свай в морском дне пролетное строение собирали и сваривали на месте строительства. В 1940 г. Б.А. Рагинский предложил крупноблочную конструкцию верхнего строения морского основания, которую устанавливали и монтировали на зацементированных сваях. Применение крупноблочных элементов заводского изготовления резко сократило время строительства.

В процессе разработки морских месторождений потребовалось надежное сообщение между отдельными объектами, расположенными на морских стационарных основаниях. Доставка грузов на судах при волнении свыше 4 баллов и ветре более 5 баллов была затруднена. Кроме этого, несудоходность акватории в местах разработки (например, район Нефтяных камней) обусловила создание эстакад как средства сообщения между объектами существующего промысла.

Следующим шагом в развитии конструкций было создание металлических стационарных оснований ЛАМ конструкции Л.А. Межлумова, металлических оснований МОС конструкции Л.А. Межлумова, С.А. Оруджева и Ю.А. Саттарова. В 1976 г. на месторождении им. 28 апреля построено стационарное металлическое основание на глубине моря 84 м.

В зарубежной практике освоение морских нефтяных месторождений также было начато с применением стационарных оснований на деревянных сваях. Характерной особенностью американской практики строительства стационарных морских оснований было использование железобетонных и бетонных конструкций в виде кессонов, массивов, опускных колодцев и свай. Например, основание Коллинса представляет собой цилиндрическую бетонную колонну-массив диаметром 5,8 м, погруженную в грунт на требуемую глубину. Применяли гигантские массивы на кессонах с размером в плане 12×20 м, по периметру которых забивали ряд шпунтовых свай. Все пространство, окруженное шпунтовым рядом, засыпали песком. Ввиду высокой стоимости эти конструкции не получили широкого распространения. На Марокарибском озере на глубинах до 30 м устанавливали железобетонные стойки диаметром 1,5 м с толщиной стенок 0,15 м и общей длиной 0,55–0,60 м, на которых строили основание. На меньшей глубине применяли сваи 0,6×0,6 м, которые забивали в грунт с помощью паровых копров.

Металлические стационарные морские основания для бурения скважин и добычи нефти за рубежом начали свое развитие с простейших конструкций на глубину 6 м до сложных конструкций на глубины до 305 м и более.

Вторым этапом в развитии конструкций морских гидротехнических сооружений для бурения скважин и добычи нефти было создание морских стационарных платформ, состоящих из опорной части, массивного моноблока и съемного многопалубного верхнего строения. Особенность этих конструкций — применение массивных блоков (модулей) заводского изготовления, комплектуемых определенным технологическим оборудованием и размещаемых на разных по высоте палубах многопалубного верхнего

строения стационарной платформы. Это обеспечило одновременное проведение буровых работ и добычу нефти.

Наиболее ускоренное развитие конструкций МСП произошло при освоении нефтяных и газовых месторождений Северного моря. Наряду с массивными стационарными металлическими платформами, закрепляемыми к морскому дну сваями, в Северном море широко применяют массивные железобетонные платформы гравитационного типа. Используют также конструкции комбинированные: низ конструкции изготавливают из железобетона, а верх — из металла.

Для глубоководных акваторий имеется ряд разработок платформ с натяжными опорами, проекты которых осуществляются в настоящее время.

В последние годы наметилась тенденция применения плавучих систем освоения морских нефтяных и газовых месторождений. Такие системы используют при разработке малодебитных месторождений, а также на первом этапе для освоения месторождений с большими извлекаемыми запасами.

Выполнен ряд проектов по совершенствованию жестких металлических конструкций и по исследованиям и разработке проектов упругих конструкций платформ на большие глубины (от 300 до 1050 м). В проектах использован эффект взаимной компенсации волновых нагрузок при резонансных частотах. Разработан ряд конструкций платформ для работы в ледовых условиях.

НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ МСП, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Морская стационарная платформа — уникальное гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудования и систем для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (оборудование для закачки воды в пласт, капитального ремонта скважин, средства автоматизации морского промысла, оборудование и средства автоматизации по транспорту нефти, средства связи с береговыми объектами и т.п.).

При разработке морских месторождений в основном два фактора определяют направление работ в области проектирования и строительства гидротехнических объектов в море. Такими факторами являются ограничения, накладываемые условиями окружающей среды, и высокая стоимость морских операций. Эти факторы обуславливают все решения в проектировании и конструировании МСП, выборе оборудования, способов строительства и организации работ в данной акватории моря. Таким образом, МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ.

В последние годы, в связи с расширением работ по освоению морских нефтяных месторождений в разных районах Мирового океана, предложен и применен ряд новых типов и конструкций МСП. Эти типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: способу опирания и крепления к морскому дну, типу конструкции, материалу и другим признакам.

По способу опирания и крепления к морскому дну МСП подразделяют на свайные, гравитационные, свайно-гравитационные, маятниковые и на-

тяжные, а также плавающего типа; по типу конструкции — на сквозные, сплошные и комбинированные; по материалу конструкции — на металлические, железобетонные и комбинированные. Сквозные конструкции выполняют решетчатыми. Элементы решетки занимают относительно небольшую площадь по сравнению с площадью граней пространственной фермы. Сплошные конструкции (например, бетонные) непроницаемы по всей площади внешнего контура сооружения.

Реализация и разработка большого числа проектов конструкций МСП затруднили их изучение и определение технико-экономических возможностей, и главное — определение направления развития проектирования и производства МСП.

Для облегчения работ в этом направлении отечественными и зарубежными специалистами предложены варианты классификации МСП.

Ю.А. Эстрин и А.И. Левченко приводят вариант классификации морских нефтегазопромысловых сооружений. Основными признаками классификации приняты: размещение оборудования (подводное, надводное, комбинированное), способ монтажа, характер деформации опор, тип конструкции, сопротивление внешним воздействиям, статическая и динамическая жесткости, характер крепления, материал, способ транспортирования и монтажа опорной части.

В.М. Бусловым и Д.И. Керзоном проанализированы отличительные признаки зарубежных конструкций глубоководных МСП и проведена их классификация. На данном уровне развития проектного дела авторы рекомендуют провести условно границу между глубоководными и обычными конструкциями МСП, приняв глубину моря 300 м, больше которой все конструкции следует считать глубоководными (рис. 25.38).

На первом уровне классификации проведено деление МСП на жесткие и упругие. По мнению авторов, такое деление объективно, так как оно характеризует конструкцию платформы (размеры, конфигурацию). Авторы указывают период собственных колебаний, который для жестких составляет 4–6 с, для упругих превышает 20 с, а в отдельных случаях достигает 138 с.

На втором уровне классификации жесткие конструкции классифицированы по способу обеспечения их устойчивости под воздействием внешних нагрузок на гравитационные, гравитационно-свайные и свайные. В первом случае сооружение не сдвигается относительно морского дна благодаря собственному весу, во втором — благодаря собственному весу и системе свай. Свайное сооружение не смещается вследствие крепления его сваями.

Третий уровень классификации жестких МСП характеризует материал конструкции: бетон, сталь или сталь-бетон.

Упругие конструкции на втором уровне по способу крепления разделены на башни с оттяжками, плавучие башни и гибкие башни.

Башни с оттяжками сохраняют свою устойчивость благодаря системе оттяжек, понтонов плавучести и противовесов. Плавучие башни подобны качающемуся маятнику, они возвращаются в состояние равновесия с помощью понтонов плавучести, расположенных в верхней части конструкции. Гибкие башни отклоняются от вертикали под действием волн, но при этом они, подобно сжатой пружине, стремятся возвратиться в состояние равновесия. Из-за небольшого числа проектов упругих сооружений авторы не считают целесообразным классифицировать их на третьем уровне.

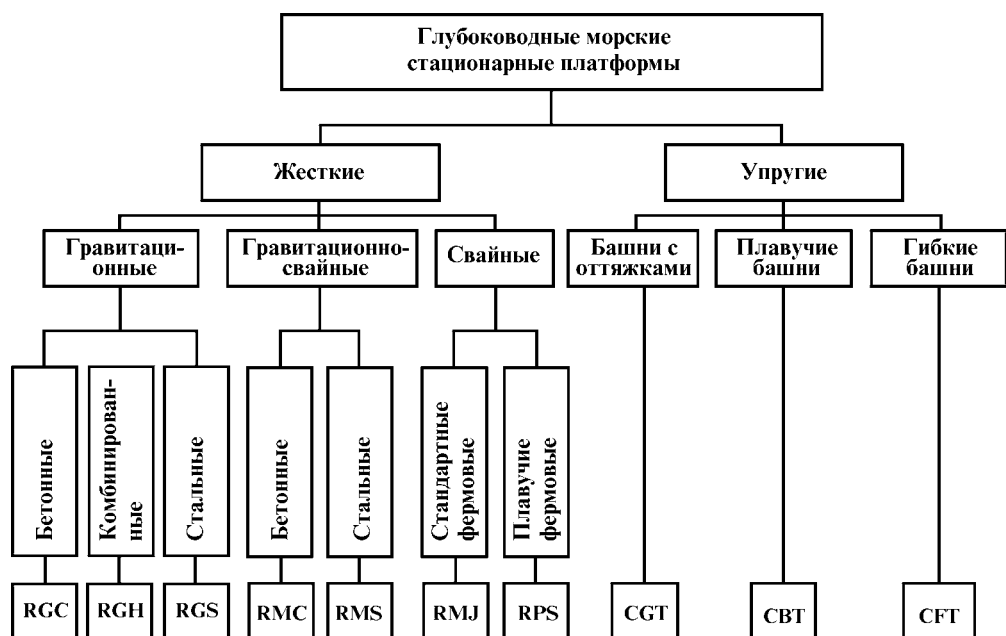


Рис. 25.38. Классификация глубоководных МСП

На последнем уровне классификации имеется 10 групп конструкций, каждая из которых обозначается начальными буквами английских слов: например RGS — риджит гревити стил (жесткая гравитационная стальная), RGC (жесткая гравитационная бетонная) и т.д.

Из рассмотренных 40 конструкций глубоководных МСП (глубина моря более 300 м) 76 % составляют жесткие, в том числе 45 % — стальные ферменные со свайным креплением, 26 % — гравитационные и 5 % — гравитационно-свайные. Среди упругих МСП 13 % — плавающие башни, 8 % — башни с оттяжками и 3 % — гибкие башни. Отмечено увеличение доли проектов стальных опор в зависимости от глубины моря. При глубинах моря 305–365 м стальные опоры составляют 13 %, а при глубинах от 365 до 520 м — 50 %. Из выполненных проектов 79 % — стальные опоры, 15 % — бетонные и 6 % — сталь-бетон.

Наибольшее число проектов (57 %) разработано для вод глубиной 305–365 м, 30 % — для глубин 365–400 м и 13 % — для глубин более 460 м.

По мнению авторов, 18 проектов отличаются высокой степенью новизны. Имеются проекты, в которых предусматривается горизонтальная сборка отдельных секций опорной части МСП на плаву путем вращения собираемой конструкции вокруг ее продольной оси и в наклонном положении. Изготовление цельносварной опорной части, ее транспортирование на супербаржах и буксировка опорной части МСП «Хармони» предусматриваются на барже размерами 274×67×15 м.

Среди строящихся башен МСП пока крупнейшей является башня «Баллуинкл». Она будет установлена в Мексиканском заливе на глубине 411 м. Общая масса платформы 78 тыс. т, размер фундамента 121×146 м, стоимость составит около 500 млн долл, МСП рассчитана на 60 скважин.

25.11. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ НА МОРЕ

К настоящему времени во многих странах и на международном уровне накоплен богатый опыт решения природоохранных проблем, связанных с освоением морских нефтегазовых месторождений. Этот опыт закреплён в законодательной и нормативно-правовой базе многих государств и в ряде международных конвенций. Наиболее детальные нормы, правила и требования зафиксированы в Конвенции по защите морской среды Северо-Восточной Атлантики (ОСПАРКОМ, 1992).

Основные общепризнанные подходы и принципы обращения с отходами нефтегазодобывающей отрасли на шельфе включают (С.А. Патин//Газ. пром-сть. — 2000. — № 3):

введение системы запретов на сброс в море неочищенных или опасных отходов, а также системы разрешений на сброс в случаях и при условии, когда последствия таких сбросов носят локальный, кратковременный и обратимый характер и не нарушают способность морской среды к самоочищению;

дифференцированный (региональный, субрегиональный и локальный) подход к введению правил обращения с отходами с учетом экологической, биопромышленной или иной ценности данного региона (субрегиона) и основных природных (океанологических, геоморфологических и др.) параметров среды в районе буровых и нефтепромысловых работ;

широкое использование технологических и эколого-токсикологических регламентов (стандартов, норм), отражающих важные в экологическом плане характеристики и свойства отходов и определяющих возможность их сброса, запрета либо иного регулирующего решения.

К числу широко распространенных и апробированных во многих странах и на международном уровне конкретных мер обращения с отходами морской нефтегазодобычи относят:

разрешение сброса в открытые морские воды очищенных (в основном от нефти) пластовых вод и отходов, полученных при буровых работах с использованием промывочных жидкостей на водной основе;

ограничение (или запрет) буровых работ и (или) сброса их отходов в мелководной прибрежной зоне (до 4 миль от берега), при экстремальной ледовой обстановке, а также в районах повышенной экологической, рыбохозяйственной и другой ценности;

запрещение использования базовых рецептур буровых растворов на нефтяной основе и (или) сброса соответствующих отходов за исключением особых ситуаций, сопряженных с обстоятельствами технического и технологического характера, а также соображений безопасности персонала;

введение норм допустимого содержания нефти при сбросе в море шламов (до 10 г/кг) и пластовых вод (в пределах 10—100 мг/кг);

введение ограничений на токсические свойства отработанных буровых растворов и использование стандартных процедур биотестирования для оценки их токсичности перед сбросом.

Характерными особенностями современного регулирования морской нефтегазодобычи во многих странах и на международном уровне являются дифференцированное применение и корректировка (пересмотр) соответствующих стандартов, норм и правил обращения с отходами в зависимости

от конкретной ситуации и с учетом новейших достижений техники, технологии и практики обращения с отходами.

В принципе существуют четыре основных варианта обращения с отходами буровых и промысловых работ при освоении морских нефтегазовых месторождений: 1) первичная очистка и сброс в море непосредственно на месте работ; 2) закачивание в скважины для захоронения в подземных геологических структурах; 3) накопление и транспортирование на берег для последующей обработки или захоронения; 4) накопление, транспортирование и сброс в море в других районах, например на больших глубинах. Выбор того или иного варианта диктуется соображениями экологического, технического (технологического) и экономического характера. Главным обстоятельством при принятии подобных решений в конечном счете является вопрос о характере и масштабах экологических последствий реализации каждого из возможных вариантов.

В соответствии с многолетней мировой практикой, буровые промысловые жидкости на водной основе (суспензии глины) и сопутствующие им шламы относят к категории нетоксичных веществ. Их удаление в открытом море не приводит к каким-либо необратимым экологическим последствиям, а наблюдаемые кратковременные эффекты носят локальный характер и аналогичны тем изменениям, которые происходят при природных повышениях мутности воды. Именно поэтому общепринятая практика обращения с такими отходами сводится к их сепарации (разделению жидкой и твердой фаз) и сбросу в открытом море непосредственно в районе буровых работ. Аналогичным образом поступают обычно с пластовыми водами после их очистки от остатков нефти. Что касается отходов, получаемых при использовании нефтесодержащих буровых растворов, то в большинстве стран их сбросы в морскую среду запрещены.

Первичная обработка буровых растворов на водной основе и шламов перед их сбросом в море достаточно проста и обычно включает операции разделения фаз, дегазации и промывки. Буровые растворы на нефтяной основе и шламы, предназначенные для транспортирования на берег, иногда подвергают операциям первичной обработки и очистки, включая промывку органическими растворителями для удаления остаточной нефти, дистилляцию при повышенной температуре с разделением твердого осадка и нефти, центрифугирование, обезвоживание и термическую обработку (сушка, сжигание, спекание) для удаления органической фазы и детоксикации отходов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1988. — 501 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учеб. пособие для вузов. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 670 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 679 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. — 679 с.
5. Болденко Д.Ф., Болденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. — М.: Недра, 1999. — 375 с.
6. Бревдо Г.Д. Проектирование режима бурения. — М.: Недра, 1988.
7. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. — М.: Недра, 1997. — 226 с.
8. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1999. — 424 с.
9. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник/Под ред. А.Г. Калинина. — М.: Недра, 1997. — 648 с.
10. Буровое оборудование: Справочник: В 2 т. — М.: Недра, 2000. — Т. 1. — 269 с.
11. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. — М.: Изд. Академии горных наук, 1999.
12. Иллюстрированная англо-русская и русско-английская энциклопедия морских технологий нефтегазовой промышленности. — США. Albion Woods, Dallas.
13. Ильский А.А. Оборудование для бурения нефтяных скважин. — М.: Машиностроение, 1980.
14. Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.А. Конструкции и характеристики современных турбобуров. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
15. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов: Справочник. — М.: Недра, 1996. — 375 с.
16. Освоение скважин: Справ. пособие/А.И. Булатов, Ю.Д. Качмарь, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. — М.: Недра, 1999.
17. Палашкин Е.А. Справочник механика по глубокому бурению. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1981. — 510 с.
18. Самолодъемные плавучие буровые установки/Ю.А. Гусейнов, Э.Л. Вишневская, И.П. Кулиев и др. — М.: Недра, 1979.
19. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1974. — 456 с.
20. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. — М.: Недра, 1989.
21. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. — М.: Недра, 1986.
22. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород/М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. — М.: Недра, 1984.
23. Султанов Б.З., Шаммасов Н.Х. Забойные буровые машины и инструмент. — М.: Недра, 1976. — 239 с.
24. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов/Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. — М.: Недра, 2001. — 543 с.
25. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общ. ред. А.Е. Сарояна. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. — 488 с.
26. Шульга В.Г., Бухаленко Е.И. Устьеовое оборудование нефтяных и газовых скважин: Справочная книга. — М.: Недра, 1978. — 235 с.
27. Возний В.Р., Ильницький М.К., Яремійчук Р.С. Морські нафтогазові споруди. — Львов, Видавництво «Світ», 1977.