

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, С.Е. Чернышов

**ТЕХНИКА, ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА,
ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН
СТРОИТЕЛЬСТВОМ БОКОВЫХ (ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ) СТЕЛОВ**

Утверждено

*Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2012

УДК 622.243

К78

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *Ю.А. Коротаев*
(ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», г. Пермь);

канд. техн. наук, доцент *Г.Д. Трифанов*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет);

канд. техн. наук, доцент *Л.Н. Долгих*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)

Крапивина, Т.Н.

К78

Техника, технология и технические средства, применяемые при реконструкции скважин строительством боковых (дополнительных) стволов учеб. пособие / Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, С.Е. Чернышов. – Пермь Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 316 с.

ISBN 978-5-398-00855-5

[Проанализированы актуальные проблемы капитального ремонта и реконструкции скважин на поздней стадии разработки нефтяных и газовых месторождений. Рассмотрен полный комплекс работ, связанных с выбором скважин-кандидатов для реконструкции с полным перечнем необходимых для проектирования (планирования) данных, работ по строительству и заканчиванию боковых (дополнительных) стволов, выбору техники, технологии и технических средств, обоснованы технологии производства всего цикла работ. Большой интерес представляет приложение, в котором приведены технические характеристики наиболее совершенных отечественных и зарубежных телесистем, забойных двигателей и мобильных буровых установок.]

Предназначено для студентов, обучающихся по направлениям 131000 «Нефтегазовое дело» и 151000 «Технологические машины и оборудование».

УДК 622.243

ISBN 978-5-398-00855-5

© ПНИПУ, 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
1. Основные определения	8
2. Общие положения	11
3. Выбор скважины для бурения и схемы заканчивания бокового ствола	13
3.1. Выбор скважины для бурения бокового ствола	13
3.1.1. Бурение бокового ствола при реконструкции эксплуатационной скважины	13
3.1.2. Бурение бокового ствола при проведении капитального ремонта аварийной скважины.....	14
3.2. Перечень информации для подготовки необходимой документации при выполнении работ по бурению БС	14
3.3. Определение схемы заканчивания бокового ствола.....	16
4. Требования к документации для выполнения работ по бурению бокового ствола	19
5. Выбор схемы забуривания бокового ствола.....	22
6. Уровни сложности реконструкции (восстановления) скважин в соответствии с зарубежной классификацией.....	26
7. Требования к технологии вскрытия продуктивного пласта	32
8. Выбор проектного профиля бокового ствола.....	34
8.1. Параметры профиля бокового ствола	38
8.2. Типовые профили боковых стволов.....	40
8.3. Расчет проектного профиля бокового ствола.....	46
8.3.1. Расчет проектного профиля БС плоского типа	46
8.3.2. Проектирование параметров участка профиля бокового ствола в пределах продуктивного пласта.....	51
8.3.3. Расчет проектного профиля БС пространственного типа	55
8.3.4. Расчет минимального радиуса кривизны бокового ствола	56
8.3.5. Расчет координат и параметров фактического профиля бокового ствола.....	59
9. Производство работ по бурению бокового ствола	69
9.1. Выбор наземного оборудования	69
9.1.1. Выбор буровой установки (подъемного агрегата)	70
9.1.2. Выбор бурового насосного комплекса.....	72
9.2. Оснащенность буровых установок (подъемных агрегатов)	76

✓ 9.3. Оборудование устья скважины.....	78
9.4. Схема размещения наземного оборудования.....	79
9.5. Исследование скважины перед проведением работ по бурению бокового ствола.....	81
✓ 9.6. Подготовка скважины к забуливанию бокового ствола	82
✓ 9.7. Вырезание обсадной колонны	83
9.7.1. Спуск и установка клина-отклонителя	83
9.7.2. Вырезание «окна» в обсадной колонне с клина-отклонителя	86
9.7.3. Вырезание части обсадной колонны по периметру	88
✓ 9.8. Установка резного цементного моста	90
✓ 9.9. Технология бурения бокового ствола скважины.....	92
9.9.1. Забуливание бокового ствола с резного цементного моста	92
9.9.2. Бурение бокового ствола.....	93
9.9.3. Отклоняющие КНБК.....	95
9.9.4. КНБК для бурения прямолинейных интервалов	97
9.9.5. КНБК неориентируемого типа для уменьшения зенитного угла	101
9.9.6. КНБК для проводки горизонтального участка бокового ствола	103
9.10. Обобщенная методика расчета КНБК.....	104
9.11. Технология проводки горизонтального участка бокового ствола	117
9.12. Требования к бурильным трубам	119
9.13. Расчет бурильной колонны	122
✓ 10. Многозабойные скважины (МЗС)	129
11. Технические средства	136
✓ 11.1. Буровое навигационное оборудование	136
✓ 11.1.1. Телеметрические системы.....	136
✓ 11.1.2. Инклинометры.....	138
✓ 11.2. Вырезающие устройства и расширители.....	138
✓ 11.3. Породоразрушающий инструмент	141
✓ 11.3.1. Долота	141
✓ 11.3.2. Калибраторы	144
✓ 11.3.3. Расширители	145
✓ 11.4. Гидравлические забойные двигатели.....	145
✓ 11.5. Клин-отклонитель	147
✓ 11.6. Фрез-райбер	147

11.7. Типоразмеры бурильных труб и замковых соединений, применяемых для бурения боковых стволов.....	148
11.8. Элементы технологической оснастки хвостовиков	150
12. Требования к гидравлической программе бурения, типу и свойствам промывочной жидкости	155
12.1. Гидравлическая программа бурения скважины	155
12.2. Реологические параметры бурового раствора.....	157
12.3. Тип и рецептура бурового раствора	158
12.4. Гидравлический расчет промывки бокового ствола.....	159
13. Крепление боковых и дополнительных стволов	166
13.1. Крепление хвостовика без цементирования.....	167
13.2. Крепление хвостовика с манжетным цементированием	168
13.3. Крепление хвостовика с прямым цементированием по всей длине	169
13.4. Требования к обсадным трубам и порядок расчета обсадных труб.....	170
13.5. Технологическая оснастка хвостовика.....	173
13.6. Подготовка бокового ствола скважины к спуску хвостовика	174
13.7. Требования к тампонажным системам и материалам	177
13.8. Вид буферных жидкостей.....	178
13.9. Подготовка ствола скважины к спуску и цементированию хвостовика.	179
13.10. Требования к тампонажным материалам и добавкам-модификаторам для них	182
13.11. Тампонажные материалы	188
14. Вторичное вскрытие продуктивных пластов	188
15. Освоение боковых стволов скважин	196
16. Гидродинамические исследования	202
17. Аварии и осложнения при бурении бокового ствола	209
17.1. Классификация аварий и осложнений	209
17.2. Порядок взаимоотношений между подрядчиком и заказчиком.....	211
17.3. Профилактика недопущения аварий	213
18. Порядок передачи и приемки ствола скважины	214
Список литературы	216
Приложения	224

ВВЕДЕНИЕ

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что реконструкция и ремонт скважин методом бурения из них боковых стволов является сложным, но очень важным технологическим процессом, позволяющим при определенных капитальных вложениях восстановить аварийные, осложненные и малодобитные скважины, произвести доразработку месторождений за счет уплотнения сетки скважин, что в конечном итоге будет способствовать стабилизации и повышению объемов добычи нефти прежде всего при эксплуатации длительное время разрабатываемых месторождений, например Пермского края – более 80 лет.

В последнее время, в связи с активным использованием геолого-гидродинамического моделирования разработки месторождений нефти и газа, появлением новейших видов навигационного оборудования, надежного и износостойкого бурового породоразрушающего инструмента, новых технологий и технологической оснастки, бурение боковых стволов приобретает все более важное значение.

Появилась возможность довыработки остаточных запасов нефти и газа из застойных и экранированных зон и полунлинз на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, вовлечения в активную разработку запасов нефти водонефтяных зон и перехода на нижележащие продуктивные пласты с использованием пробуренного фонда скважин, находящихся в простое из-за аварий или по причине нерентабельной эксплуатации скважин.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на реконструкцию (восстановление) скважин методом бурения боковых стволов значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счет использования большей части ствола ранее пробуренной скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения.

Развитие технологии и технических средств позволяет при реконструкции вертикальных и наклонно направленных скважин переводить их в горизонтальные или многоствольные со значительным увеличением площадей дренирования.

Наряду с указанным, бурение боковых стволов значительно уменьшает техногенное воздействие буровых работ на окружающую среду.

Бурение боковых стволов (БС) в отличие от строительства вертикальных и наклонно направленных скважин требует выполнения следующих принципиально новых технологических операций:

- вырезание участка эксплуатационной колонны или «окна» в ней;
- ориентирование забойного двигателя-отклонителя или клина-отклонителя в магнитной среде (эксплуатационной колонне);
- оперативное управление двигателем-отклонителем и контроль траектории бурения;
- спуск, подвеска и цементирование хвостовика.

В настоящее время бурение БС (ДС) является интенсивно развивающимся направлением в области увеличения объемов для выработки запасов углеводородов.

Анализ проблем, возникающих при строительстве БС, позволяет более обоснованно проектировать конструкции строящихся скважин.

Технико-технологические решения, представленные в данном учебном пособии, позволяют обучающимся овладеть теоретическими знаниями и практическими навыками по проектированию и строительству БС скважин и наиболее полно соответствовать требованиям по формированию высококвалифицированного специалиста по нефтегазовому делу. Учебное пособие содержит современные требования к оборудованию и инструменту для зарезки и бурения БС, а также технико-технологические решения в области строительства

боковых стволов из ранее пробуренных скважин, основные инженерные расчеты при бурении, заканчивании и ремонте скважин.

1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1. **Боковой ствол (БС)** – это ответвление от основного ствола скважины меньшего диаметра с началом в точке забуривания.

1.2. **Дополнительный ствол (ДС)** – ствол меньшего диаметра, пробуренный из башмака эксплуатационной колонны на нижележащий продуктивный объект, не предусматривающий вырезание «окна» в эксплуатационной колонне.

1.3. **Точка забуривания БС** при использовании клина-отклонителя совпадает с верхней частью направляющей поверхности клина, а в случае использования зарезного цементного моста – с верхней частью вырезанного участка эксплуатационной колонны.

1.4. **Проектный профиль БС (ДС)** – планируемая траектория, состоящая из криволинейных и возможно прямолинейных участков, в соответствии с которой осуществляется бурение.

1.5. БС (ДС), забуриваемый в произвольном азимутальном направлении, называется **неориентируемым**.

1.6. БС (ДС), который бурится под некоторым углом к вертикали в заданном направлении (азимуте), называется **наклонно направленным**.

1.7. Наклонно направленный БС (ДС), содержащий участок с зенитным углом более 70° , называется **горизонтальным**.

1.8. Профиль БС (ДС) с постоянным азимутом называется **плоским**.

1.9. Профиль бокового ствола (ДС) с изменяемым азимутом называется **пространственным**.

1.10. Профиль пробуренного БС (ДС) называется **фактическим**. Фактический профиль бокового ствола в большинстве случаев является пространственным.

1.11. **Клин-отклонитель** (участок) – устройство, состоящее из клина с направляющей поверхностью и узла фиксации клина в обсадной колонне.

1.12. **Фрез-райбер** – инструмент для вырезания бокового «окна» в обсадной (эксплуатационной) колонне с клина-отклонителя.

1.13. **Щелевидное «окно»** – это боковое отверстие в обсадной (эксплуатационной) колонне, сформированное с помощью фрез-райбера.

1.14. **Вырезающее устройство** – устройство, предназначенное для вырезания участка обсадной колонны по периметру.

1.15. **Цементный мост**, установленный в интервале вырезанного по периметру участка обсадной колонны и предназначенный для забуривания бокового ствола, называется **зарезным**.

1.16. **Компоновкой низа бурильной колонны (КНБК)** называется нижняя часть бурильной колонны, включающая породоразрушающий инструмент, забойный двигатель и утяжеленные бурильные трубы (УБТ), опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ), телеметрическую систему, а также технологические элементы бурильной колонны (ясы, безопасные переводники и др.).

1.17. **Забойный двигатель-отклонитель** – винтовой забойный двигатель с искривленным корпусом, предназначенный для направленного бурения БС.

1.18. **Опорно-центрирующими элементами КНБК** являются центраторы и децентраторы.

1.19. Центраторы – опорно-центрирующие элементы, предназначенные для центрирования КНБК с целью стабилизации параметров кривизны или изменения зенитного угла БС. Они улучшают условия работы долот и КНБК.

1.20. Децентраторы – опорные элементы, предназначенные для локального смещения оси нижней части бурильной колонны относительно оси скважины с целью обеспечения искривления БС.

1.21. Породоразрушающий инструмент – техническое устройство, предназначенное для разрушения горной породы (долото, буровая коронка, калибратор, расширитель).

1.22. Телесистема – устройство для измерения траекторных (зенитный угол, азимут, угол установки отклонителя, азимут отклонителя) и технологических (осевая нагрузка, крутящий момент, внутритрубное давление, обороты забойного двигателя) параметров, а также геофизических параметров горных пород в процессе бурения (гамма-каротаж, резистометрия и т.д.).

1.23. Хвостовик – обсадная колонна, предназначенная для крепления БС с перекрытием эксплуатационной колонны старой скважины. В некоторых случаях может наращиваться до устья скважины и служить эксплуатационной колонной.

1.24. Вторичное вскрытие – технологическая операция по формированию отверстий с помощью перфоратора, целью которой является обеспечение гидравлической связи полости хвостовика с объектом эксплуатации (продуктивным пластом).

1.25. Перфоратор – устройство для формирования радиальных отверстий в обсадной колонне (хвостовике), в цементном кольце, если оно имеется, и создания дренажных каналов в пласте.

1.26. Реконструкция эксплуатационной скважины – восстановление ее эксплуатационных свойств (обеспечение возможности эффективной добычи углеводородов).

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Технология бурения ДС по всем операциям, за исключением вырезания «окна» в обсадной колонне, совпадает с технологией бурения БС. Поэтому все представленные в данном учебном пособии технико-технологические решения, кроме вырезания «окна» в обсадной колонне, в равной степени относятся к бурению как БС, так и ДС.

Технико-технологические решения разработаны на основе отечественной и зарубежной практики бурения БС из эксплуатационных колонн нефтяных и газовых скважин.

Настоящими технико-технологическими решениями устанавливаются:

- выбор технологической схемы забуривания БС;
- мероприятия по подготовке скважины к забуриванию и проведению работ по вырезанию «окна» в эксплуатационной колонне;
- технология забуривания и бурения БС;
- технология заканчивания БС (способы крепления боковых и дополнительных стволов);
- методы вторичного вскрытия и освоения БС скважины;
- перечень технических средств для бурения и крепления БС, контроля траектории бурения.

Технико-технологические решения включают следующие технологические схемы забуривания и бурения БС:

- вырезание участка эксплуатационной колонны и забуривание БС с зарезного цементного моста;
- вырезание бокового «окна» в эксплуатационной колонне и забуривание БС с клина-отклонителя;
- забуривание ДС из башмака эксплуатационной колонны.

Область применения технико-технологических решений:

- диаметр эксплуатационной обсадной колонны – 140, 146, 168 мм;
- минимальный радиус искривления ствола скважины – 60 м.

Максимальная глубина, максимальная забойная температура и максимальная длина горизонтального участка определяются исходя из геологических условий и технико-технологических возможностей применяемого оборудования для бурения БС.

Максимально возможное смещение БС определяется в зависимости от радиуса кривизны, глубины забуривания БС, а также технико-технологическими возможностями бурового оборудования и инструмента.

Минимально возможное отклонение горизонтальной части БС по вертикали при использовании существующих технических средств составляет ± 1 м.

В технико-технологических решениях рассматриваются три основных варианта способов крепления БС хвостовиком:

- без цементирования;
- с манжетным цементированием;
- с прямым цементированием.

Предусмотрены следующие варианты вторичного вскрытия продуктивного пласта:

- вскрытие продуктивного пласта перфораторами, спускаемыми в скважину на колонне насосно-компрессорной трубы (НКТ);
- вскрытие продуктивного пласта перфораторами, спускаемыми в скважину на кабеле;
- вскрытие продуктивного пласта щелевой гидropескоструйной перфорацией.

3. ВЫБОР СКВАЖИНЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ И СХЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

3.1. Выбор скважины для бурения бокового ствола

Забурирование БС в обсаженных скважинах производится в следующих случаях:

- ликвидация сложных аварий (смятие эксплуатационной колонны, заклинивание инструмента, незапланированное цементирование колонны бурильных или лифтовых труб и т.п.), возникших в процессе эксплуатации скважины (капитальный ремонт скважины);

- вскрытие дополнительных продуктивных мощностей путем проводки ответвлений (в том числе горизонтальных) из ствола низкопродуктивных эксплуатационных скважин;

- восстановление (реконструкция) бездействующего фонда скважин, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам (при достаточной сохранности крепи скважины и экономической целесообразности), с целью вскрытия новым стволом участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья (целики, экранированные зоны и т.п.) (п. 4.1 ПБ 08-624–03 [34]).

3.1.1. Бурение бокового ствола при реконструкции эксплуатационной скважины

Выбор скважин-кандидатов производится геологическими, техническими и экономическими службами предприятий заказчика и подрядчика с привлечением региональных НИИ и осуществляется на основе геолого-гидродинамической модели разработки месторождений и технико-экономического обоснования выполнения работ с учетом следующих сведений, необходимых для зарезки безаварийной проводки БС:

- техническое состояние скважины-кандидата;

- объем ремонтных работ в эксплуатационной колонне;
- устьевое оборудование.

Цементное кольцо за эксплуатационной колонной в интервале вырезания «окна» должно быть удовлетворительного качества.

Минимально допустимая величина интервала с плотным контактом цементного камня с сопредельными средами на 10 м выше и 20 м ниже точки забуривания БС.

Подбор скважин-кандидатов осуществляется, как правило, с применением компьютерного моделирования процесса разработки залежей или участков залежей.

3.1.2. Бурение бокового ствола при проведении капитального ремонта аварийной скважины

Выбор скважин-кандидатов производится техническими и экономическими службами заказчика и подрядчика. После проведения исследований технического состояния скважины и приустьевого оборудования на основании технико-экономического анализа всех возможных методов ремонта определяется степень эффективности и необходимость восстановления скважины методом зарезки БС.

3.2. Перечень информации для подготовки необходимой документации при выполнении работ по бурению БС

Для подготовки необходимой документации при выполнении работ по бурению бокового ствола требуются следующие данные:

- месторождение (площадь);
- альтитуда устья;
- магнитное склонение местоположения скважины;
- инклинометрия основного ствола скважины;

- конструкция скважины;
- проектная глубина скважины:
 - по вертикали;
 - по стволу;
- вид бокового ствола (наклонный, горизонтальный);
- рекомендуемый интервал забуривания БС;
- длина горизонтального участка БС;
- зенитный угол и азимут БС в точке входа в продуктивный пласт;
- максимальный зенитный угол бокового ствола;
- допустимое изменение азимута;
- минимальный радиус кривизны БС;
- глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта;
- значения коридора допуска для проводки горизонтального участка;
- величина репрессии на пласт при вскрытии продуктивного пласта;
- толщина продуктивного горизонта;
- градиенты давлений ниже точки забуривания БС;
- смещение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта;
- наличие (отсутствие) давления в межколонных пространствах;
- наличие заколонных перетоков в рекомендуемом интервале забуривания БС (10 м выше и 20 м ниже точки забуривания);
- состояние обсадной эксплуатационной колонны;
- состояние цементного камня за обсадной эксплуатационной колонной;
- способ бурения;
- вид привода;
- тип мобильной буровой установки;
- максимальная масса колонны;

- обсадной (хвостовика);
- бурильной;
- тип установки для испытания;
- структура и литология разреза в интервале забуривания и бурения БС;
- глубины газоводонефтяного контактов;
- возможные осложнения в интервале бурения БС;
- продолжительность цикла восстановления скважины методом бурения БС:
- строительно-монтажных работ;
- подготовительных работ к бурению;
- бурения и крепления;
- испытания скважины в БС;
- схема заканчивания БС и способ его крепления.

3.3. Определение схемы заканчивания бокового ствола

Схема заканчивания БС должна соответствовать литологии и структуре продуктивного пласта, предусматривать возможность проведения ремонтно-изоляционных работ.

Существуют четыре технологические схемы заканчивания БС:

1. Открытый ствол.
2. Фильтр без цементирования.
3. Сплошное цементирование хвостовика.
4. Манжетное цементирование хвостовика.

Каждая из технологических схем обладает достоинствами, недостатками и имеет свою область применения, которая определяется прежде всего геологическими факторами.

Открытый ствол (схема 1) имеет следующие преимущества:

- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;

- сокращение сроков восстановления скважины;
- низкая стоимость БС.

Недостатки схемы 1:

- невозможность проводить ремонтно-изоляционные работы;
- заваливание ствола вследствие обрушения стенки скважины.

Рациональной областью применения технологической схемы 1 являются однородные, устойчивые продуктивные пласты, преимущественно карбонатные, при вскрытии наклонным стволом.

В соответствии со схемой 2 в пробуренном БС устанавливается хвостовик без цементирования с фильтром или перфорированными обсадными трубами в зоне продуктивного пласта.

Достоинства схемы 2:

- простая технология крепления;
- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- обеспечивается сохранность ствола;
- имеется возможность проведения работ по очистке ствола.

К недостаткам заканчивания БС путем спуска хвостовика с фильтром без цементирования следует отнести:

- возможность межпластовых перетоков флюида;
- высокая вероятность прорыва воды из близко расположенных пластов и обводнение скважины.

Схему 2 целесообразно использовать при наклонном вскрытии однородного пласта в скважинах с герметичным заколонным пространством при отсутствии близкорасположенных напорных водогазоносных горизонтов.

Заканчивание скважины БС со сплошным цементированием хвостовика (схема 3) с последующей перфорацией в продуктивной части пласта позволяет:

- использовать освоенные технологии исследования, цементирования, вторичного вскрытия и освоения скважины;
- обеспечить перекрытие зон поступления пластовой воды и герметичность интервала забуривания БС;
- эксплуатировать переслаивающиеся коллекторы.

Недостатками схемы 3 являются:

- загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта цементом;
- нарушение крепи в процессе перфорации хвостовика и быстрая обводненность скважины.

Область применения:

- продуктивные пласты с хорошими коллекторскими свойствами порового, трещиноватого типа при наличии водо- и газосодержащих пропластков с различным давлением – при их вскрытии наклонным или горизонтальным стволом;
- продуктивные пласты с низкими коллекторскими свойствами, представленные чередованием устойчивых и неустойчивых пород, при вскрытии наклонным стволом.

Манжетное цементирование хвостовика (схема 4). Преимущества:

- минимальное загрязнение продуктивного пласта;
- герметичность интервала забуривания;
- возможность селективного размещения фильтров.

Недостатки:

- сложная технология цементирования;
- дорогостоящее оборудование.

Целесообразно технологическую схему 4 применять при заканчивании преимущественно горизонтальных и наклонных БС в случаях наличия у кровли пласта газовой шапки или близкорасположенных водонапорных горизонтов.

Вариант заканчивания БС рекомендуется выбирать в соответствии с техническим заданием заказчика на основании детального изучения характеристик пласта и материалов по ранее пробуренным БС.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ БОКОВОГО СТВОЛА

Требования к документации для выполнения работ по бурению бокового ствола зависят от решаемых задач.

1. Бурение бокового ствола при капитальном ремонте скважины с невыработанными запасами углеводородов из-за аварий с обсадными колоннами или внутрискважинным оборудованием осуществляется на основании программы бурения бокового ствола и планов на проведение всех необходимых работ (забуривание, бурение БС, крепление и освоение) в рамках существующего проекта на строительство эксплуатационной скважины (прил. 2–6).

2. Бурение бокового ствола при реконструкции скважины, которая связана с необходимостью последующего изменения конструкции скважины и ее назначения (доразведка месторождения, извлечение запасов из экранированных ловушек и т.п.), должно производиться по рабочему проекту, разработанному, согласованному и утвержденному в порядке, предусмотренном разделом 1.3 ПБ 08-624-03 [34].

Рабочий проект может разрабатываться:

- на бурение боковых стволов для реконструируемых (восстанавливаемых) скважин, расположенных на одной площади (месторождении) – *групповой рабочий проект*;
- на бурение отдельного бокового ствола скважины – *индивидуальный рабочий проект*.

Групповой рабочий проект на бурение БС осуществляется при общности следующих признаков:

- разница глубин расположения вырезаемого «окна» в обсадной колонне не должна превышать 300 м;
- разница длин БС не должна превышать 300 м.

Групповой рабочий проект на бурение горизонтальных БС может быть использован и при бурении наклонных БС.

Групповой рабочий проект на бурение наклонных БС используется только для проводки наклонных боковых стволов.

Индивидуальный рабочий проект составляется на бурение БС в условиях с АВПД, в осложненных условиях бурения, а также в случае, когда требуются индивидуальные технико-технологические решения.

Рабочий проект на бурение БС должен соответствовать требованиям *проектно-технической документации на разработку месторождения*.

Разработка рабочего проекта на бурение БС должна выполняться в соответствии с [8, 10, 11, 13, 14, 16, 20, 26, 34, 36] и другими действующими нормативными и инструктивными документами.

Групповой или индивидуальный рабочий проект на бурение БС выполняется проектной организацией на основании технического задания заказчика или подрядчика, согласованного с заказчиком.

Рабочий проект на бурение БС должен содержать следующие сведения:

- существующую и проектную конструкцию скважин и БС;
- результаты исследования состояния скважины (наличие заколонных перетоков, межколонных давлений, состояние крепи и т.д.) и проектные решения по нормализации условий ведения работ;
- план и мероприятия по ликвидации части ствола восстанавливаемой скважины в интервале от места зарезки БС до текущего забоя скважины;
- интервал установки цементного моста, отсекающего нижнюю часть ствола, и порядок его испытания на прочность и герметичность;
- интервал зарезки БС;
- перечень технических средств для зарезки БС из эксплуатационной колонны;

- результаты инклинометрических измерений старого ствола;
- порядок работы с вырезающим устройством и контроля за процессом резки БС;
- параметры пространственного положения БС и способы контроля за их реализацией;
- характеристику технических средств для спуска хвостовика в БС и соединения с эксплуатационной колонной обсадных труб.

Рабочий проект на бурение БС подлежит экспертизе промышленной безопасности в порядке, установленном ПБ 08-624-03.

При необходимости или целесообразности использования в процессе бурения БС новой техники, технологии, материалов, не предусмотренных проектом, допускается составление дополнения к рабочему проекту.

В случае, если рабочим проектом предполагается применение зарубежной техники и технологии, технических устройств, выполненных по зарубежным стандартам, то необходимо наличие технической документации фирм-разработчиков, сертификатов соответствия и согласования Ростехнадзора на применение такого оборудования и технологий на территории Российской Федерации (п.п. 1.2.19, 1.2.20, 2.1.3 ПБ 08-624-03).

Изменения рабочего проекта допускаются по согласованию между заказчиком, буровым подрядчиком и проектной организацией в порядке, установленном законодательством.

В процессе бурения БС организация, разработавшая рабочий проект, осуществляет авторский надзор в установленном порядке (п. 1.3.10 ПБ 08-624-03).

5. ВЫБОР СХЕМЫ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

В настоящее время разработано пять основных технологических способов забуривания боковых стволов (рис. 1).

Авторами [34, 36, 121] при анализе способов забуривания боковых стволов выявлено несколько проблем, возникающих в процессе их строительства. Следует отметить, что они характерны и для месторождений Пермского края.

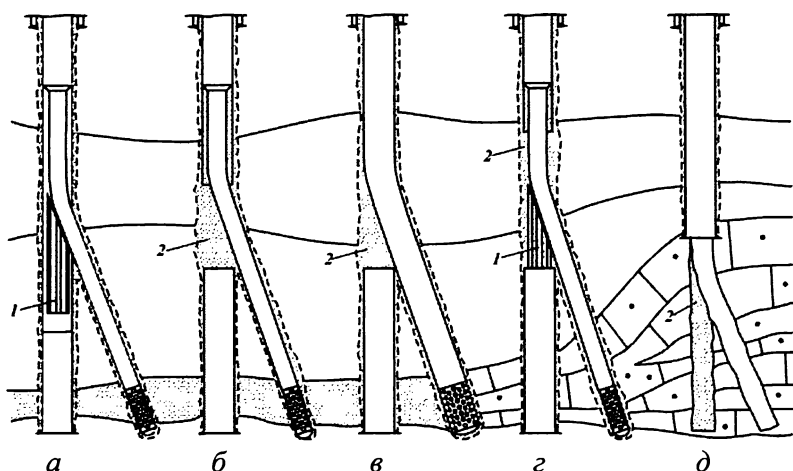


Рис. 1. Технологические способы забуривания боковых стволов: *а* – вырезание «окна» в эксплуатационной колонне; *б* – вырезание части эксплуатационной колонны; *в* – извлечение верхней незацементированной части эксплуатационной колонны; *г* – комбинированный способ забуривания бокового ствола; *д* – бурение бокового ствола с открытого забоя; 1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост

Достоинствами схемы «а» являются:

- высокая точность забуривания БС;
- возможность использования роторного способа бурения;
- небольшой объем фрезеруемого металла;

- высокая скорость формирования «окна» в обсадной колонне;

- возможность многоствольного бурения с обеспечением прохождения в каждый ствол скважинного оборудования.

К недостаткам схемы «а» относятся:

- высокие требования к состоянию обсадной колонны;
- сложная подготовка обсадной колонны к спуску клина-отклонителя;

- высокая вероятность осложнений при спуске клина-отклонителя и в процессе вырезания «окна», забуривания и бурения БС;

- значительная металлоемкость и сложность конструкции клина-отклонителя;

- необходимость вырезания нового бокового «окна» в обсадной колонне в случае повторного забуривания БС;

- сложность фиксирования клина-отклонителя в обсадной колонне в случае забуривания БС в сторону нижней стенки скважины;

- высокая интенсивность искривления БС в месте забуривания.

Область применения технологической схемы «а»:

- скважины с удовлетворительным состоянием эксплуатационной колонны;

- при забуривании БС в сторону искривления старого ствола;

- при большой глубине расположения точки забуривания БС.

Преимущества технологической схемы «б» заключаются в следующем:

- из вырезанного интервала можно пробурить несколько боковых стволов в разных направлениях;

- не требуется специальное внутрискважинное технологическое оборудование (клин-отклонитель, якорь, пакер и т.п.);

- исключаются осложнения в интервале «окна» при спуско-подъемных операциях;

- возможно производить забуривание БС в любом направлении, в том числе и в сторону нижней стенки старого ствола скважины;

- отсутствие уступов и резких перегибов БС в интервале забуривания.

Недостатками технологической схемы «б» забуривания БС являются:

- большие затраты времени на вырезание «окна», длина которого может превышать 7 м;

- сложность в управлении двигателем-отклонителем на большой глубине;

- дополнительные затраты времени и материалов (цемент, химические реагенты) для установки зарезного цементного моста.

Использование технологической схемы «б» забуривания БС позволит расширить область применения схемы «а»:

- скважины с дефектами (овальность обсадных труб, сужения) обсадной эксплуатационной колонны;

- в случаях забуривания БС в сторону нижней стенки старого ствола скважины;

- при манжетном и сплошном цементировании хвостовика, когда предъявляются высокие требования к качеству крепи в интервале забуривания БС;

- при высокой вероятности повторного бурения БС вследствие недостаточной информации о пласте.

Технологическая схема «д» забуривания БС (ДС) реализуется после разбуривания внутриколонной технологической оснастки обсадной эксплуатационной колонны.

Бурение БС (ДС) осуществляют с забоя старой скважины по обычной технологии долотом меньшего диаметра. Технологическая схема «д» применяется для вскрытия рас-

положенных ниже башмака обсадной колонны продуктивных пластов.

Выбор схемы забуривания БС определяется геологическими условиями месторождения и технико-технологическими возможностями предприятия подрядчика, который осуществляет бурение бокового ствола.

На некоторых скважинах для успешного отхода от основного ствола в заданном направлении устанавливается клин-отклонитель (рис. 1, а, з). Он должен быть устойчивым в стволе скважины и не проворачиваться под воздействием нагрузок со стороны режущего инструмента. Схемы также показывают необходимость фрезерования значительных объемов металла эксплуатационной колонны (рис. 1, б, з). Поэтому требуются надежные вырезающие устройства с повышенной прочностью режущих элементов, позволяющие фрезеровать колонну при разных зенитных углах основного ствола.

Бурение скважин на старых месторождениях ранее проводилось без цементирования основной части ствола. Это упущение может привести к экологически опасным последствиям. Бурение боковых стволов позволяет осуществить подъем верхней части колонны после ее обрезания, что существенно уменьшит объем фрезерования и исключит риск загрязнения окружающей среды и недр, а также позволит ускорить строительство бокового (дополнительного) ствола и снизит его стоимость (рис. 1, в).

Для выхода бурового инструмента из старого ствола необходим также цементный мост высокой прочности. Межпластовые перетоки при установке цементного моста приводят к заметному снижению механической прочности цементного камня. Это затрудняет, а в ряде случаев не позволяет осуществить выход долота из старого ствола (см. рис. 1 б, в).

6. УРОВНИ СЛОЖНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ (ВОССТАНОВЛЕНИЯ) СКВАЖИН В СООТВЕТСТВИИ С ЗАРУБЕЖНОЙ КЛАССИФИКАЦИЕЙ

Для облегчения проектирования БС с применением зарубежных технологий разработана классификационная матрица, определяющая уровни сложности БС (уровень по TAML^{*}) и позволяющая:

- привести в соответствие тип крепления БС и проектируемый процесс бурения;
- улучшить степень сравнения сложности бурения скважин на различных месторождениях;
- определить рекомендации и требования к эксплуатации многозабойной скважины (МЗС) по ее типам.

Классификация по назначению состоит из двух разделов – «Описание скважины» и «Описание стыка» – и позволяет получить более подробную техническую информацию о скважине. Классификация предназначена для уточнения важнейших требований при проектировании БС и многоствольной скважины. В скважине с двумя и более стыками описывается каждый узел в направлении снизу вверх.

Первый показатель состоит из одной цифровой характеристики, описывающей технологические параметры всех типов разветвленной части МЗС (рис. 2).

- Тип I – боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами, или в каждом стволе подвешивается хвостовик.
- Тип II – боковой ствол имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром).

^{*} The TAML Classification System – международная классификация горизонтально-разветвленных скважин (TAML – Technology Advancement for Multi-Laterals).

- Тип III – боковой ствол обсажен без цементирования (возможно крепление у точки разветвления без цементирования).

- Тип IV – боковой ствол обсажен и зацементирован (боковой ствол имеет хвостовик – фильтр).

- Тип V – герметичный стык достигается в процессе заканчивания. Технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров.

- Тип VI – герметичный стык достигается в процессе установки обсадной колонны. Основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементирования.

- Тип VII – основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи.

Второй показатель состоит из представленных буквенной и цифровой характеристик, описывающих скважину по ее технологическому оборудованию для добычи / нагнетания.

1. Открытый незацементированный многоствольный стык. Основной и боковой стволы не обсажены, или в каждом стволе может быть подвешен хвостовик.

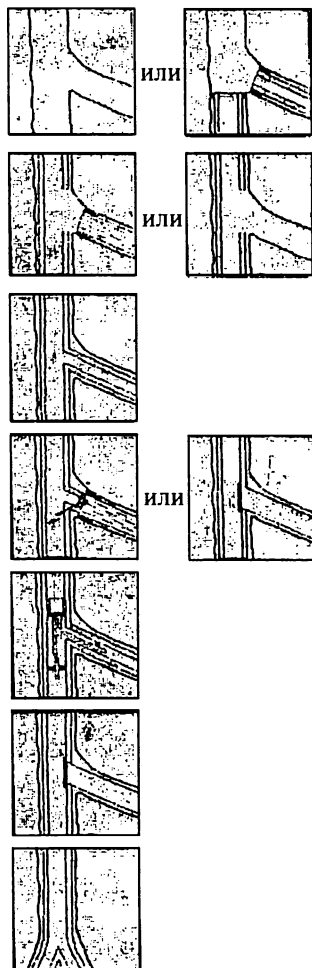


Рис. 2. Классификация схем крепления боковых стволов

2. Открытый незацементированный многоствольный стык. Боковой ствол не обсажен, или в открытом стволе может быть подвешен хвостовик.

3. Основной ствол обсажен и зацементирован. Боковой ствол обсажен, но не зацементирован. Хвостовик бокового ствола крепится в основном стволе с помощью «подвесного устройства», но не зацементирован.

4. Основной и боковой стволы зацементированы и обсажены. Оба ствола зацементированы на участке соединительного узла.

5. Герметичный стык, достигаемый в процессе заканчивания. Боковой ствол не обсажен, или в открытом стволе может быть подвешен хвостовик.

6. Герметичный стык, достигаемый в процессе установки обсадной колонны.

7. Скважинный разъединитель. Основной ствол большого диаметра с двумя одинаковыми боковыми стволами меньшего диаметра.

Описание скважины:

«Новая» или бездействующая скважина. Выбор способа выхода из обсадной колонны и герметичности стыка по давлению должен осуществляться в зависимости от конкретных условий.

Количество соединительных узлов – фактор при оценке степени сложности скважины.

Описание стыка:

Связность – в двуствольных скважинах используется тот же показатель, что и при классификации по сложности. Для скважины с двумя и более стыками каждый стык классифицируется отдельно. При необходимости герметичности «по давлению» этот показатель также учитывается.

Уровень доступа – описание необходимого уровня доступа для повторного входа в боковой ствол.

Управление дебитом – описание степени контроля за добычей или потоком нагнетаемой жидкости через узел стыка.

Перед показателем имеется указание на тип самой скважины (новая – тип N, восстанавливаемая – тип E):

Тип PA – добыча с применением насосного оборудования (при бурении новых скважин).

Тип PN – добыча с использованием естественного режима (при бурении новых скважин).

Тип IN – нагнетание (при восстановлении скважин).

Тип MP – многоцелевые (при восстановлении скважин).

Технологическое оборудование может различаться по способу заканчивания БС или многозабойной скважины, например:

- одновременная добыча из всех ответвлений;
- раздельная добыча из ответвлений;
- добыча с применением концентричной колонны труб.

Для характеристики технологического оборудования точки разветвления по возможности повторного вхождения в продуктивный пласт или ремонтных работ по восстановлению продуктивности используются следующие обозначения:

Тип NR – без возможности повторного входа в пласт;

Тип PR – с возможностью повторного входа при использовании подвесного оборудования.

Тип TR – с возможностью повторного входа при использовании предварительно вырезанных «окон» в обсадных трубах или колонны НКТ.

Для характеристики технологического оборудования, применяемого для контроля притока из продуктивного пласта и нагнетания в продуктивный пласт, используются следующие типы:

Тип NON – без контроля притока/нагнетания.

Тип SEL – с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответвлений (при наличии сетчатого

хвостовика на точке разветвления или системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов).

Типы KEM и RMC – соответственно с дистанционным наблюдением за притоком/нагнетанием и с дистанционным управлением и контролем притока/нагнетания.

Конкретная схема может иметь сочетание указанных показателей. Например, TAML2; N-1-PN-S/2TR-SEL.

Наименования и цифры, приведенные в классификации способов крепления БС, отражают характеристики скважины. Данная система крепления ствола относится ко второму уровню сложности. Основной ствол обсажен и зацементирован, а БС не обсажен; или в нем может быть подвешен заранее перфорированный хвостовик (фильтр). Аббревиатура N-1-PN-S/2TR-SEL означает, что скважина является новой (N), с одним соединительным узлом (1), добывающая (P) на естественном режиме притока (N) с заканчиванием одного ствола (S). Стык: основной ствол обсажен и зацементирован (2) с возможностью повторного выхода в БС через НКТ (TR) и избирательной добычей (SEL).

Существуют системы заканчивания NAML; DSML и LRS, каждая из которых имеет отличительные особенности.

Система NAML (так называемая «система без доступа к ответвлениям при ремонтных работах») является комбинацией обычного оборудования для контроля притока флюида из продуктивного пласта, включая ответвления основного ствола. Эта система состоит из двух пакеров – нижнего и верхнего, разделяющих ответвления от основного ствола, и позволяет осуществлять выборочную эксплуатацию БС. Данная конструкция не может обеспечить проведение ремонтных работ, поэтому необходимо извлекать систему на поверхность.

Система DSML (так называемая «система с двойной колонной труб») представляет собой систему с сочетанием трех

пакеро, первый из которых расположен в БС, а второй и третий – в основном стволе соответственно выше и ниже точки разветвления. Эта система позволяет гидравлически полностью изолировать БС от основного ствола. Особенностью данной системы крепления является обеспечение возможности ремонтных работ в любом из существующих БС при использовании обычных технологических операций и технических средств, а также наличие устройств контроля притока флюида из каждого БС при стандартных типоразмерах фонтанной арматуры. При применении данной системы возможно проводить операции по кислотной обработке продуктивного пласта.

Система LRS (так называемая «система повторного входа в продуктивный пласт») является развитием системы NAML, в ней обеспечивается доступ через «окна» в обсадных трубах к БС. Подобно системе NAML, указанная система имеет верхний и нижний пакеры, обеспечивающие изоляцию основного ствола скважины БС, срабатывающие при повышенном давлении. Особенностью данной системы является наличие специальных «окон» в колонне труб, позволяющих производить ремонтные работы в отдельных БС с помощью колонны НКТ или кабельной системы. Вызов притока или нагнетания в БС также производится с использованием колонны НКТ и специальных муфт. Изоляция основного ствола от отдельных ответвлений осуществляется срезанием колонны НКТ заглушек «окон» для повторного доступа.

Тип скважины – добывающая – с механизированной добычей или без механизированной добычи, нагнетательная или многоцелевая.

Тип заканчивания – описание заканчивания над эксплуатационным пакером, который определяет тип необходимого оборудования для стыка.

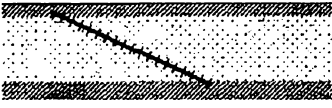
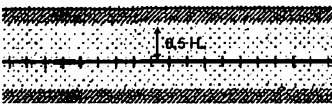
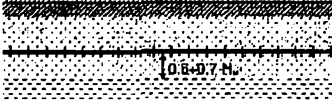
7. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

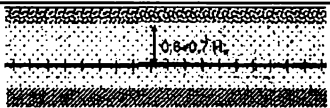
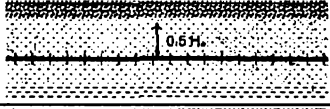
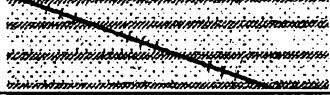
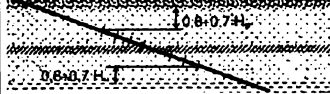
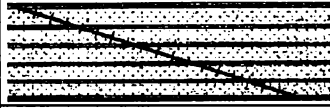
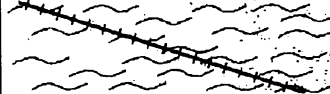
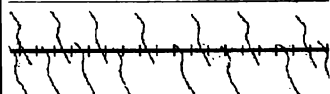
Технические требования к вскрытию продуктивного пласта БС (форма, протяженность и положение в продуктивном пласте, интервалы перфорации или установки фильтров) определяются следующими условиями:

- нефтеносной толщей продуктивного пласта;
- глубиной водонефтяного контакта (ВНК);
- глубиной газонефтяного контакта (ГНК);
- характером коллектора (монолитный, слоистый);
- проницаемостью коллектора;
- наличием непроницаемых прослоек в нефтенасыщенной части продуктивного пласта;
- наличием контакта нефтенасыщенной части продуктивного пласта с газом и водой.

В табл. 1 представлены виды продуктивного пласта и способы его вскрытия.

Таблица 1

№ п/п	Вид продуктивного пласта	Способ вскрытия продуктивного пласта
1	Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с низкой вертикальной проницаемостью	
2	Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с высокой вертикальной проницаемостью	
3	Однородный пласт большой мощности с подстилающей водой	

№ п/п	Вид продуктивного пласта	Способ вскрытия продуктивного пласта
4	Однородный пласт большой мощности с газовой шапкой без подстилающей воды	
5	Однородный пласт большой мощности с газовой шапкой и подстилающей воды	
6	Многопластовая залежь без подстилающей воды и газовой шапки	
7	Многопластовая залежь с подстилающей водой и газовой шапкой	
8	Многопластовая залежь	
9	Карбонатный коллектор с горизонтальной трещиноватостью	
10	Карбонатный коллектор с вертикальной трещиноватостью	

Примечание: H_n – мощность нефтесодержащей (продуктивной) части пласта.

Условные обозначения:



– терригенные коллекторы



– карбонатный коллектор



– вода



– участок БС без перфорации
обсадной колонны



– газ



– участок БС с перфорацией
обсадной колонны

Промытые и сильно обводненные пласты целесообразно вскрывать наклонным БС.

В процессе бурения БС на основании информации телесистемы, включающей датчики γ -излучения и электрического сопротивления горной породы, уточняются глубины расположения кровли пласта, ГНК, ВНК, а также расположение в продуктивном пласте литологических экранов и перемычек. Полученные при этом данные могут быть использованы при горизонтальном вскрытии продуктивного пласта.

8. ВЫБОР ПРОЕКТНОГО ПРОФИЛЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Проектный профиль БС должен обеспечить:

- возможность заканчивания БС по различным схемам;
- проведение навигационных измерений в процессе бурения с помощью телесистемы;
- пересечение неустойчивых отложений под углом не более 40° ;
- геофизические исследования горных пород;
- заданные отклонения от вертикали при минимальной длине БС;
- минимальный интервал направленного бурения двигателем-отклонителем;
- свободное прохождение КНБК и буровых навигационных систем через интервал забуривания;
- вскрытие продуктивного пласта с заданными значениями зенитного угла и азимута;
- предупреждение пересечения БС с соседними скважинами.

Выбор интервала забуривания БС производится на основе анализа геологических, технических и технологических данных, полученных в процессе бурения старого ствола скважины. В случае необходимости осуществляются допол-

нительные инклинометрические измерения и геофизические исследования.

Интервал забуривания БС располагают в пластах, сложенных монолитными устойчивыми горными породами большой мощности. В перемежающихся по твердости разрезах интервал забуривания БС выбирают таким образом, чтобы забуривание произошло не меньше чем на 2 м от кровли или подошвы выбранного устойчивого пласта, что обеспечит сохранность БС. При этом точка забуривания БС должна располагаться ниже статического уровня продуктивного пласта.

При бурении с зарезного цементного моста интервал фрезерования обсадной колонны по всему сечению должен быть меньше расстояния между торцами муфт. При использовании клина-отклонителя длина интервала забуривания колеблется в пределах 3,0–4,5 м в зависимости от длины направляющей поверхности клина-отклонителя.

Положение точки забуривания БС определяется координатами старого ствола. Относительно параметров искривления старого ствола в этой точке проводится ориентирование двигателя-отклонителя или клина-отклонителя (верхней точки или метки образующей клиновой поверхности).

Минимальная длина интервала забуривания БС с зарезного цементного моста L_3 определяется по формуле [13]

$$L_3 = \sqrt{R_n (2D + D_c - D_k)},$$

где R_n – радиус участка забуривания бокового ствола, м;

D – диаметр долота, м;

D_c – диаметр основного ствола скважины, м;

D_k – внешний диаметр обсадной колонны, м.

В целях предупреждения осложнений, связанных с прохождением КНБК через вырезанный по всему сечению участок обсадной колонны, забуривание БС следует начинать на

0,5–1,0 м ниже верхней границы, а заканчивать на 1 м выше нижней границы вырезанного участка.

Проектный профиль БС может быть плоским или пространственным.

В общем случае профиль БС содержит следующие участки:

- забуривания;
- изменения зенитного угла и азимута;
- стабилизации зенитного угла и азимута;
- изменения зенитного угла и азимута до проектных заданных величин;
- наклонный или горизонтальный интервал, расположенный в продуктивном пласте.

При наклонном вскрытии продуктивного пласта и изменении азимута не более чем на 90° целесообразно применять профиль с тремя интервалами (рис. 3, а). В случае необходимости изменения азимута на 90° и более, при наклонном вскрытии продуктивного пласта, а также для БС с горизонтальным участком используют профиль с четырьмя интервалами (рис. 3, б).

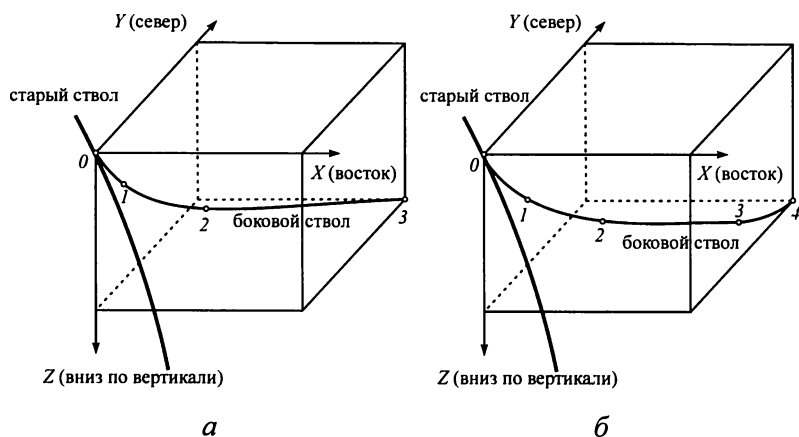


Рис. 3. Проектный профиль бокового ствола

Оптимизация параметров профиля БС проводится на основании полученных вариантов расчета проектного профиля в соответствии с принятыми начальными условиями и способом забуривания.

Основным критерием оптимизации является минимальная длина БС, необходимая для достижения точки вскрытия пласта с заданными координатами, зенитным углом и азимутом, а также минимальный суммарный угол охвата, определяющий величину интервала направленного бурения двигателем-отклонителем и силы сопротивления при перемещении бурильных и обсадных колонн. Оптимальный профиль определяется не его минимальной длиной, а минимальными затратами времени и средств на их выполнение.

Искривленные интервалы БС целесообразно проектировать со средним радиусом кривизны 60–190 м, что позволит использовать стандартные технические средства для их бурения. На участке забуривания БС с зарезного цементного моста максимальная интенсивность искривления не должна превышать 2,0 град/10 м.

Определение предельных значений интенсивности искривления или радиуса кривизны БС производится в следующем порядке.

Сначала рассчитывается минимально допустимый радиус кривизны БС для забойных двигателей – самых жестких систем, спускаемых в скважину.

Затем производится расчет минимально допустимого радиуса кривизны БС – для условий нормальной эксплуатации бурильных и обсадных труб. После этого определяется минимально допустимый радиус кривизны БС, позволяющий беспрепятственно спускать и извлекать инструмент и оборудование для перфорации хвостовика.

Если искривленный участок БС расположен в интервале залегания горных пород, способствующих образованию желобных выработок в стенке ствола, то расчет минимально

допустимого радиуса кривизны производится исходя из величины допустимой силы давления замка бурильной трубы на стенку БС.

Максимальную величину радиуса кривизны БС из ряда полученных значений следует считать минимально допустимым радиусом кривизны, который должен учитываться при проектировании и расчете проектного профиля БС.

Методика расчета минимального радиуса кривизны БС приведена в прил. 3.

При проектировании профиля БС с горизонтальным окончанием его длина выбирается на основании технико-технологического анализа результатов эксплуатации ранее пробуренных горизонтальных стволов на данном месторождении.

8.1. Параметры профиля бокового ствола

Существует несколько типов профилей, применяемых в России и за рубежом. Основными параметрами этих профилей являются:

- форма профиля бокового ствола;
- радиус искривления на участке набора зенитного угла (участке выхода на горизонталь);
- угол охвата резко искривленного участка.

По этим признакам в зависимости от способа бурения и используемых технических средств Р.М. Гилязовым [34, 36] выделены три группы характерных профилей боковых стволов и обоснованы область их применения и технологии реализации (рис. 4).

Однако в настоящее время достаточно много скважин пробурено с большим количеством интервалов. В частности, не редки скважины с количеством интервалов от 5 до 8. Во многом это связано с геологическими особенностями разреза.

Средние радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и техни-

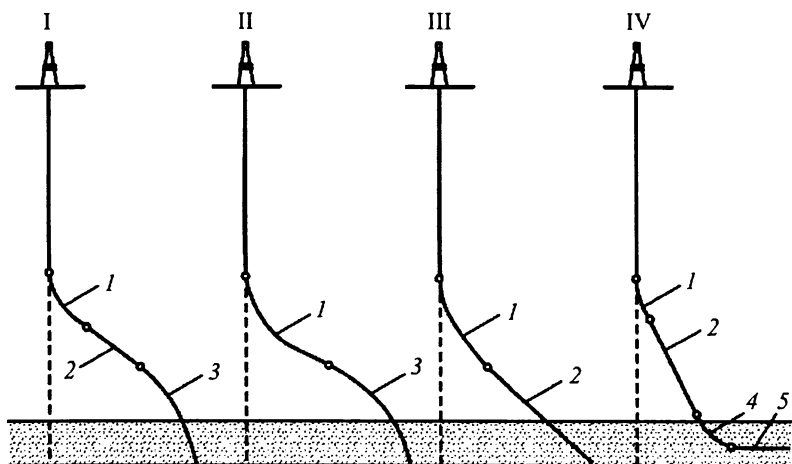


Рис. 4. Типы профилей при бурении боковых стволов: I – трехинтервальный; II, III – двухинтервальный; IV – четырехинтервальный. Участки: 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации; 3 – падения зенитного угла; 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

ческого оснащения бригад составляют 60–660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью бокового ствола задачи. В одних случаях, например при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать большой отход от старого забоя. В других случаях, например при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола [34, 121].

При бурении боковых стволов в Пермском крае в основном применяются два типа профилей:

1. Участок зарезки бокового ствола с небольшим ($2\text{--}10^\circ$) зенитным углом в зависимости от зенитного угла скважины в интервале зарезки; участок набора зенитного угла до $50\text{--}70^\circ$, наклонно-прямолинейный участок, участок снижения зенитного угла.

Участок зарезки бокового ствола с небольшим ($2-10^\circ$) зенитным углом в зависимости от зенитного угла скважины в интервале зарезки; участок набора зенитного угла до $50-70^\circ$, наклонно-прямолинейный участок, участок добора зенитного угла с выходом на горизонталь, условно-горизонтальный участок ствола.

При проектировании профиля скважины необходимо вводить ограничение по величине зенитного угла в интервалах залегания неустойчивых горных пород.

В этой связи следует отказаться от минимальной длины ствола как критерия оптимизации профиля, взяв за основу критерий минимизации осложнений при бурении.

8.2. Типовые профили боковых стволов

Профиль БС в общем виде включает следующие интервалы:

- изменения зенитного угла;
- изменения зенитного угла и азимута;
- стабилизации зенитного угла и азимута;
- изменения зенитного угла и азимута до проектных заданных величин;
- горизонтальный, расположенный в продуктивном пласте.

1. Плоские проектные профили бокового ствола

Плоские проектные профили БС характеризуются постоянным азимутом.

1.1. *Проектный профиль БС 1-го типа* (рис. 5) состоит из двух участков: увеличения зенитного угла от некоторой величины α_1 до α_2 с постоянным радиусом искривления R_2 и участка S_n в продуктивном пласте. Участок S_n может быть наклонным, горизонтальным или криволинейным с малоинтенсивными изменениями зенитного угла.

Данный профиль БС рекомендуется применять в случае, когда точка забурирования находится на относительно неболь-

шом расстоянии от продуктивного пласта. В этом случае обеспечиваются минимальные затраты на бурение участка БС до точки вскрытия пласта.

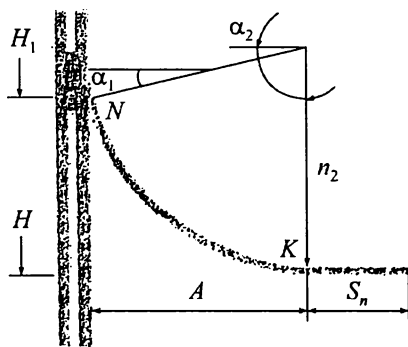


Рис. 5. Проектный профиль БС 1-го типа

1.2. Проектный профиль БС-2-го типа (рис. 6) состоит из трех участков увеличения зенитного угла от некоторой величины α_1 до величины α_2 с постоянным радиусом искривления R_2 увеличения зенитного угла до величины α_3 с постоянным радиусом искривления R_3 и участка S_n .

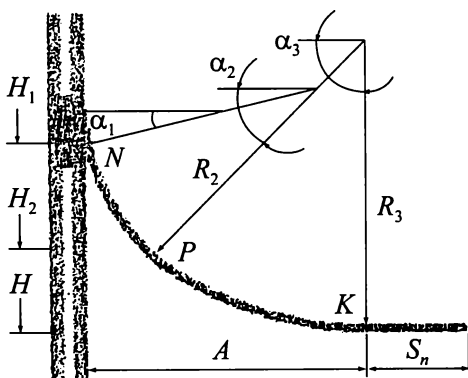


Рис. 6. Проектный профиль БС 2-го типа

Данный проектный профиль БС рекомендуется принять в случае необходимости использования двух участков искривления ствола с разными радиусами.

Например, первый участок бурится с помощью двигателя-отклонителя до некоторой величины зенитного угла α_2 , а второй – с помощью КНБК неориентируемого типа с малоинтенсивным увеличением зенитного угла.

Возможен также и другой вариант, когда второй участок увеличения зенитного угла осуществляется с большей интенсивностью, чем первый участок. При этом оба участка могут буриться с помощью двигателя-отклонителя.

1.3. *Проектный профиль БС 3-го типа* (рис. 7) состоит из четырех участков: увеличения зенитного угла от некоторой величины α_1 до величины α_2 с постоянным радиусом искривления R_2 , прямолинейно-наклонного участка L , увеличения зенитного угла до α_3 с постоянным радиусом искривления R_3 и участка S_n .

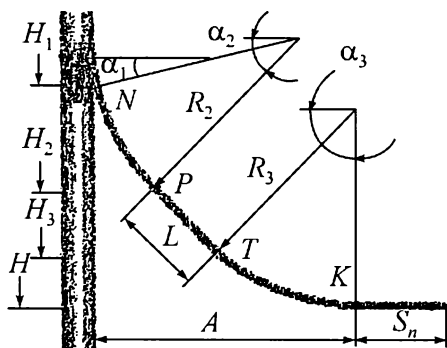


Рис. 7. Проектный профиль БС 3-го типа

Проектный профиль БС 3-го типа целесообразно использовать при бурении БС с большим смещением забоя, а также в тех случаях, когда точка забуривания расположена на большом расстоянии от продуктивного пласта.

1.4. *Проектный профиль бокового ствола 4-го типа* (рис. 8) состоит из трех участков: увеличения зенитного угла от заданной величины α_1 до величины α_2 с постоянным радиусом искривления R_2 , прямолинейно-наклонного участка L и участка S_n . В данном случае участок в продуктивном пласте S_n может быть как продолжением прямолинейно-наклонного участка, так и криволинейным – с увеличением (уменьшением) зенитного угла.

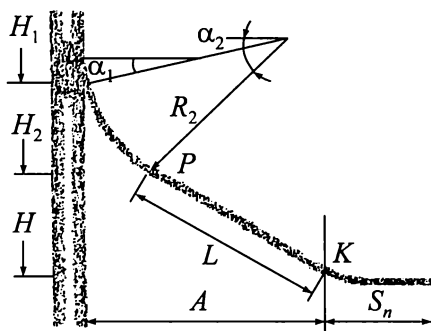


Рис. 8. Проектный профиль БС 4-го типа

Проектный профиль БС 4-го типа применяется в случае, когда необходимо обеспечить большое смещение от старого ствола скважины. Вход в продуктивный пласт обеспечивается путем бурения прямолинейно-наклонного участка или участка с малоинтенсивным изменением зенитного угла.

1.5. В случае, когда при бурении БС надо обеспечить определенное смещение от основного ствола скважины и при этом вскрывать продуктивный пласт с небольшим зенитным углом или вертикальным участком, используется *профиль БС 5-го типа* (рис. 9). Данный профиль состоит из четырех участков: увеличения зенитного угла от заданной величины α_1 до величины α_2 с постоянным радиусом искривления R_2 , прямолинейно-наклонного участка L , увеличения зенитного

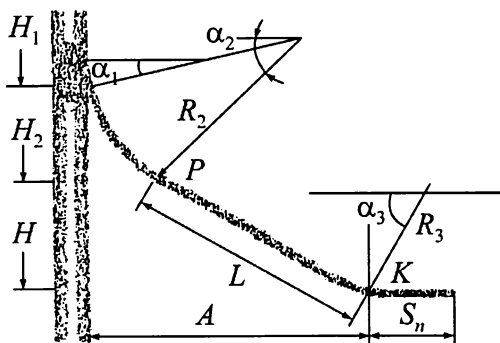


Рис. 9. Проектный профиль БС 5-го типа

угла до α_3 с постоянным радиусом искривления R_3 и участка S_n .

2. Пространственные проектные профили бокового ствола

Пространственный проектный профиль БС содержит один или более пространственных участков (рис. 10).

Для пространственного участка БС характерно изменение как зенитного угла, так и азимута, хотя не исключены варианты изменения азимута при постоянном зенитном угле.

Если азимут БС скважины не совпадает с азимутом ствола старой скважины в точке забуривания, то начальный участок $ОВ_1$ (см. рис. 10), как правило, проектируется пространственным. Это связано с необходимостью обеспечения плавного перехода азимута ствола старой скважины в проектный азимут бокового ствола.

При совпадении азимутов старого и БС или когда они отличаются на 180° , начальный участок может иметь плоскую форму.

Выведение траектории БС в заданную точку продуктивного пласта в ряде случаев возможно только по пространственной траектории бурения.

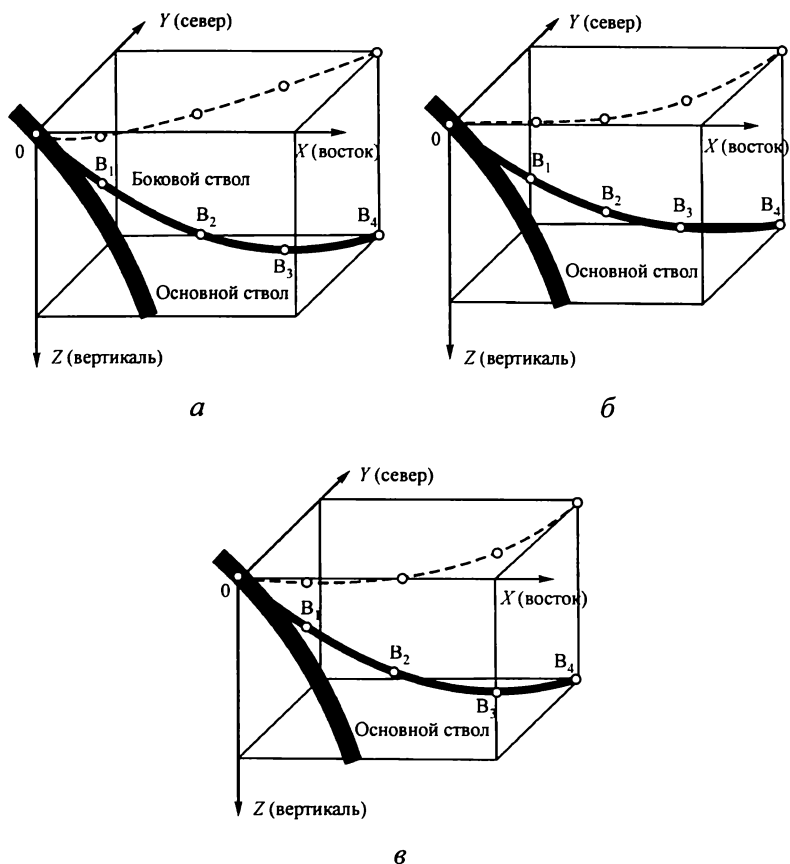


Рис. 10. Пространственные проектные профили бокового ствола: а – БС с пространственным участком забуривания; б – БС с пространственным участком входа в продуктивный пласт; в – БС с двумя пространственными участками: забуривания и входа в пласт

Предлагаются три основных типа проектных пространственных профилей БС.

1. На рис. 10, а – изображен проектный пространственный профиль, у которого начальный участок забуривания OB_1 является пространственным, остальные плоские.

2. На рис. 10, б – предпоследний участок B_2B_3 , который вскрывает кровлю пласта, является пространственным, остальные плоские.

3. На рис. 10, в – начальный OB_1 и предпоследний B_2B_3 участки пространственные, остальные плоские.

8.3. Расчет проектного профиля бокового ствола

На рис. 5–10 приведены типовые профили бокового ствола плоского и пространственного типа.

Особенность проектирования профиля БС наклонной скважины, по сравнению с обычными скважинами, заключается в том, что он начинается с криволинейного участка с некоторым начальным зенитным углом α_1 .

8.3.1. Расчет проектного профиля БС плоского типа

Для проведения расчета проектного профиля БС плоского типа приведем следующие условные обозначения [41]:

H , м – глубина по вертикали от устья скважины до точки K в продуктивном пласте;

H_1 , м – глубина по вертикали от устья скважины до точки забуривания БС;

α_1 , град – зенитный угол скважины в начальной точке забуривания БС;

α_2 , град – зенитный угол в конечной точке участка забуривания БС;

α_3 , град – зенитный угол скважины в точке K ;

R_2, R_3 , м – радиусы кривизны участка забуривания и участка изменения зенитного угла БС соответственно;

L , м – длина прямолинейно-наклонного участка БС;

A , м – смещение БС скважины от начальной точки забуривания;

S_n , м – длина участка БС в продуктивном пласте (участок может быть наклонным, горизонтальным и криволинейным).

R_s , м – радиус кривизны участка S_n , если он криволинейный.

Для расчета профилей БС необходимы исходные данные.

В табл. 2 показано, какие параметры профилей боковых стволов могут быть исходными, а какие – определяемыми.

Таблица 2

№ типа профиля бокового ствола	Исходные данные	Определяемые параметры
1	$H_1, \alpha_1, \alpha_2, R_2$	H_1, A
2	$H_1, R_2, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, R_3$	H_1, A
3, 5	$H_1, R_2, \alpha_1, \alpha_2, L, \alpha_3, R_3$	H_1, A
4	$H_1, \alpha_1, L, \alpha_2, R_2$	H_1, A

В данной таблице в качестве определяемых параметров выбраны: H_1 – глубина по вертикали от устья до точки забуривания – и A – смещение точки входа БС в пласт K от точки забуривания. Возможны и другие варианты.

Проектный профиль бокового ствола 1-го типа (см. рис. 5) состоит из одного участка увеличения зенитного угла с постоянным радиусом R_2 и из участка S_n в продуктивном пласте, который может быть прямолинейным, в частности горизонтальным, либо криволинейным. Участок увеличения зенитного угла начинается в точке забуривания N (зенитный угол равен α_1) и заканчивается в точке входа в пласт K (зенитный угол α_2). При наклонном входе в продуктивный пласт $\alpha_2 < 90^\circ$, а при горизонтальном $\alpha_2 = 90^\circ$.

С учетом криволинейного участка S_n уравнения проекций проектного профиля БС 1-го типа имеют следующий вид:

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_s(\sin(S_n/R_s) - \sin \alpha_2) = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_s(\cos \alpha_2 - \cos(S_n/R_s)) = 0.$$

Проектный профиль бокового ствола 2-го типа (см. рис. 6) состоит из участка забуривания с постоянным радиусом R_2 и участка увеличения зенитного угла с постоянным радиусом R_3 . В продуктивном пласте предусмотрен участок S_n , который может быть прямолинейным, либо криволинейным.

На участке забуривания БС увеличение зенитного угла начинается в точке N (зенитный угол равен α_1) и заканчивается в точке P (зенитный угол — α_2). Второй участок начинается в точке P и заканчивается в точке входа в пласт K (зенитный угол — α_3). При наклонном входе в продуктивный пласт $\alpha_3 < 90^\circ$, а при горизонтальном $\alpha_3 = 90^\circ$

Уравнения проектного профиля БС 2-го типа с учетом участка S_n .

С учетом прямолинейного участка S_n :

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - L \cdot \cos \alpha_2 - S_n \cdot \cos \alpha_2 = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - L \cdot \sin \alpha_2 - S_n \cdot \sin \alpha_2 = 0;$$

С учетом криволинейного участка S_n :

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_2(\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - \\ - R_s(\sin(S_n/R_s) - \sin \alpha_2) = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - \\ - R_s(\cos \alpha_2 - \cos(S_n/R_s)) = 0.$$

Проектный профиль бокового ствола 3-го типа (см. рис. 7) состоит из участка забуривания с постоянным радиусом R_2 , прямолинейно-наклонного участка длиной L и участка увеличения зенитного угла с постоянным радиусом R_3 . Участок S_n в продуктивном пласте может быть прямолинейным либо криволинейным.

Участок забуривания БС начинается в точке N (зенитный угол равен α_1) и заканчивается в точке P (зенитный угол $-\alpha_2$). Прямолинейно-наклонный участок PT .

Третий участок начинается в точке T (зенитный угол $-\alpha_2$) и заканчивается в точке входа в пласт K (зенитный угол $-\alpha_3$). При наклонном входе в продуктивный пласт $\alpha_3 < 90^\circ$, а при горизонтальном $\alpha_3 = 90^\circ$

Уравнения проекций проектного профиля БС 3-го типа с учетом участка S_n .

Участок S_n прямолинейный:

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_2(\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - \\ - L \cos \alpha_2 - S_n \cos \alpha_2 = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - \\ - L \sin \alpha_2 - S_n \sin \alpha_2 = 0.$$

Участок S_n криволинейный:

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_3(\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - \\ - L \cos \alpha_2 - R_s(\sin(S_n/R_s) - \sin \alpha_2) = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - \\ - L \sin \alpha_2 - R_s(\cos \alpha_2 - \cos(S_n/R_s)) = 0.$$

Проектный профиль бокового ствола 4-го типа (см. рис. 8) состоит из участка увеличения зенитного угла с постоянным радиусом R_2 , прямолинейно-наклонного участка длиной L до кровли продуктивного пласта и участка S_n в продуктивном пласте, который может быть прямолинейным либо криволинейным.

Участок забуривания БС начинается в точке N (зенитный угол равен α_1) и заканчивается в точке P (зенитный угол α_2). Прямолинейно-наклонный участок PK .

Уравнения проекций проектного профиля БС 4-го типа с учетом участка S_n . Участок S_n прямолинейный:

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - L \cos \alpha_2 - S_n \cos \alpha_2 = 0;$$

$$A - R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - L \sin \alpha_2 - S_n \sin \alpha_2 = 0;$$

Участок S_n криволинейный:

$$H - H_1 - R_2 \sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - L \cos \alpha_2 - R_s(\sin (S_n/R_s) - \sin \alpha_2) = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - L \sin \alpha_2 - R_s(\cos \alpha_2 - \cos (S_n/R_s)) = 0.$$

Проектный профиль бокового ствола 5-го типа (см. рис. 9) состоит из участка забуривания БС с постоянным радиусом R_2 , прямолинейно-наклонного участком длиной L и участка уменьшения зенитного угла с постоянным радиусом R_2 . Участок S_n в продуктивном пласте может быть прямолинейным либо криволинейным.

Участок забуривания БС начинается в точке N (зенитный угол равен α_1) и заканчивается в точке P (зенитный угол α_2). Прямолинейно-наклонный участок PK .

Участок уменьшения зенитного угла начинается в точке T (зенитный угол α_2) и заканчивается в точке входа в пласт K (зенитный угол α_3). При наклонном входе в продуктивный пласт $\alpha_3 < 90^\circ$, а при вертикальном $\alpha_3 = 0^\circ$.

Уравнение проекций проектного профиля БС-5-го типа с учетом участка S_n . Участок S_n прямолинейный:

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) + R_3(\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - \\ - L \cos \alpha_2 - S_n \cos \alpha_2 = 0;$$

$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) + R_3(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - \\ - L \sin \alpha_2 - S_n \sin \alpha_2 = 0.$$

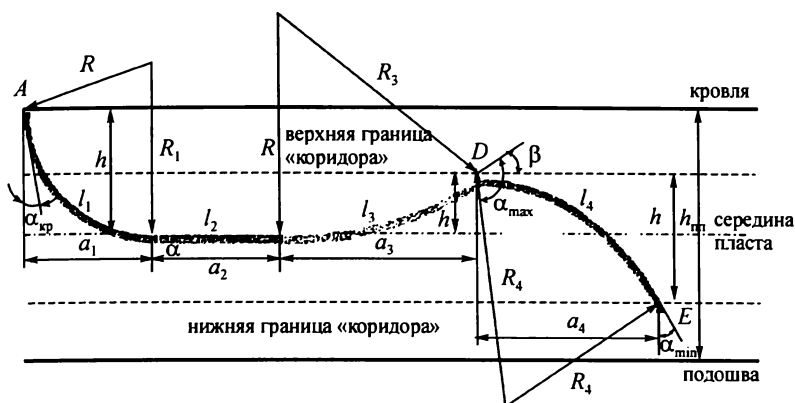
Участок S_n криволинейный:

$$H - H_1 - R_2(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) + R_3(\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - \\ - L \cos \alpha_2 - R_s(\sin (S_n/R_s) - \sin \alpha_2) = 0;$$

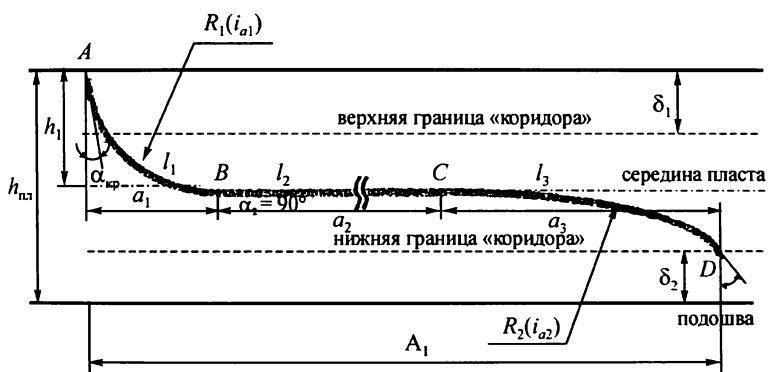
$$A - R_2(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) + R_3(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - \\ - L \sin \alpha_2 - R_s (\cos \alpha_2 - \cos (S_n/R_s)) = 0.$$

8.3.2. Проектирование параметров участка профиля бокового ствола в пределах продуктивного пласта

На рис. 11 приведены схемы двух типов профиля БС в продуктивном пласте.



а



б

Рис. 11. Проектный профиль горизонтального бокового ствола в пределах продуктивного пласта: а – четырехинтервальный профиль; б – трехинтервальный профиль

Первый профиль – четырехинтервальный (рис. 11, а) включает:

- интервал набора зенитного угла (обозначен линией AB) длиной l_1 по стволу и h_1 по вертикали. На этом интервале зенитный угол $\alpha_{кр}$ на глубине кровли продуктивного пласта увеличивается до $\alpha_1 = 90^\circ$ в середине пласта. Проекция ствола на горизонтальную плоскость (отклонение от вертикали на интервале) – a_1 ;

- интервал стабилизации зенитного угла (BC). Длина интервала $l_2 = a_2$;

- второй интервал набора зенитного угла (CD). Зенитный угол $\alpha_1 = 90^\circ$. Увеличивается до $\alpha_{max} = 90^\circ + \beta$. Значение β определяется в зависимости от остальных параметров искривления данного интервала – l_3 , a_3 и $l_3 = h_1 - \delta_1$;

- интервал уменьшения зенитного угла (DE). Зенитный угол α_{max} уменьшается до α_{min} . Параметры профиля l_4 , a_4 и $h_{пл} - (\delta_1 + \delta_2)$ определяются расчетным путем в зависимости от общей протяженности горизонтального ствола, толщины пласта и т.д.;

δ_1 , δ_2 – расстояние от кровли и от подошвы пласта до крайней верхней и нижней точек нахождения горизонтального ствола соответственно.

Поскольку после достижения этих отметок ствол может быть продолжен бурением на определенную длину, с учетом значений ε_1 и ε_2 приняты $\delta_1 = 0,2 h_{пл}$, $\delta_2 = 0,1 h_{пл}$

Длина горизонтального БС в пласте $L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4$, а длина проекции на горизонталь $A_1 = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$.

Второй профиль – трехинтервальный (рис. 11, б), отличается от первого отсутствием второго участка кривизны.

Существует также вариант двухинтервального профиля в пределах продуктивного пласта, включающего интервал набора кривизны от $\alpha_{кр}$ до 90° в середине пласта и стабилизации кривизны на всей длине горизонтального ствола сравнительно небольшой длины $l_1 = 250...300$ м.

Рекомендуемые соотношения длин трехинтервального профиля участка БС в продуктивном пласте могут быть следующими:

$$l_1 = 0,2L; \quad l_2 = 0,5L_r; \quad l_3 = 0,3L_r.$$

Ниже приводится последовательность расчета параметров горизонтального ствола.

Параметры профиля горизонтального ствола на первом участке набора зенитного угла (интервал бурения от точки *A* до точки *B*):

$$h_1 = R_1(1 - \sin \alpha_{кр});$$

$$a_1 = R_1 \cdot \cos \alpha_{кр};$$

$$l_1 = 0,01745R_1 (90^\circ - \alpha_{кр}).$$

При известных значениях h_1 и R_1 предварительно определяется $\alpha_{кр}$:

$$\alpha_{кр} = \arcsin (1 - h_1/R_1).$$

Толщина h_1 задается с учетом прогнозируемых результатов работы по выбору кривизны принятой отклоняющей компоновки низа бурильной колонны (КНБК), $h_1 = 0,5h_{ня} \cdot R_1$.

Параметры профиля горизонтального ствола на втором участке набора кривизны (интервал бурения от точки *C* до точки *D*) – от середины пласта до расстояния δ_1 от кровли пласта:

$$H_3 = R_2(1 - \cos \beta);$$

$$a_3 = R_2 \sin \beta;$$

$$l_3 = 0,01745R_2(\alpha_{\max} - 90^\circ).$$

Поскольку $\alpha_{\max} > 90^\circ$, то $\sin \alpha_{\max} = \cos \beta$, $\cos \alpha_{\max} = -\sin \beta$.

Для расчета параметров профили задаются либо величиной R_2 , известной для используемой КНБК, и определяют β , либо, наоборот, задаются величиной β и находят R_2 .

$$R_2 = h_3 / (1 - \cos \beta);$$

$$\beta = \arccos [(R_2 - h_3) / R_2].$$

Расчетные формулы для определения параметров профиля горизонтального ствола на участке спада кривизны (интервал бурения от точки 1) до точки E.

Расчетные формулы имеют различный вид в зависимости от величины α_{cp} , радиуса искривления на участке спада кривизны R_4 , значений максимального зенитного угла – начального α_{max} и конечного минимального значения α_{min} . Варианты расчетных формул следующие:

– при $\alpha_{cp} = (\alpha_{max} + \alpha_{min}) / 2 > 90^\circ$ и $\alpha_{min} < 90^\circ$

$$h_4 = R_3(\sin \alpha_{min} - \cos \beta),$$

где $\sin \alpha_{max} = \cos \beta$,

$$a_4 = R_3(\cos \alpha_{min} + \sin \beta),$$

где $\cos \alpha_{max} = -\sin \beta$;

– при $\alpha_{cp} = < 90^\circ$ и $\alpha_{min} < 90^\circ$

$$h_4 = R_3(\cos \beta - \sin \alpha_{min}),$$

где $\sin \alpha_{max} = -\cos \beta$,

$$a_4 = R_3(\cos \alpha_{min} + \sin \beta).$$

Для обоих вариантов длина ствола на интервале

$$l_4 = 0,01745 R_3 (\alpha_{max} - \alpha_{min}).$$

Как было отмечено, заданным параметром может быть R_3 либо α_{min} .

По приведенным формулам представляется возможность определить параметры профиля горизонтального БС в пределах продуктивного пласта заданной толщины при различных α_{max} , α_{min} , R_1 , R_2 , R_3 , δ_1 , δ_2 , δ_3 с целью обеспечения условий эффективного технологического процесса бурения скважин и добычи нефти.

Другие типы профилей БС в продуктивном пласте с меньшим количеством интервалов можно получить и рас-

считать путем исключения некоторых участков из рассмотренных выше (см. рис. 11).

8.3.3. Расчет проектного профиля БС пространственного типа

На рис. 10 приведены типовые варианты проектного пространственного профиля бокового ствола.

1. Начальный участок забуривания бокового ствола имеет пространственную форму, остальные участки – плоскую (см. рис. 10, *а*).

2. Предпоследний участок бокового ствола перед кровлей пласта является пространственным (см. рис. 10, *б*).

3. Начальный и предпоследний участки БС пространственные (см. рис. 10, *в*).

Для расчета проектного пространственного профиля БС [42] выбирается прямоугольная система координат $OXYZ$ с центром O в точке забуривания N таким образом, чтобы ось OY была направлена на север, ось OX – на восток, а ось OZ – вертикально вниз.

Для вывода системы управлений, позволяющей рассчитать параметры проектного профиля БС, рассматриваются его проекции на оси OX , OY , OZ .

При проектировании пространственных участков БС, предусматривается изменение как зенитного угла, так и азимута, хотя не исключен вариант изменения азимута при постоянном зенитном угле.

Для обеспечения плавного перехода азимута наклонного ствола в проектный азимут БС, начальный участок БС проектируется пространственным (см. рис. 10, *а*, *в*), когда азимуты старого ствола и БС не совпадают. На рис. 10, *б*, *в* показаны варианты пространственного участка БС входа в пласт, когда необходимо попасть в заданную точку с известными заранее величинами зенитного угла и азимута.

Пространственный участок БС представляет собой дугу окружности с постоянным радиусом R с изменяемым зенитным углом и азимутом. Радиус дуги окружности – это величина, обратная пространственной интенсивности; выражается следующей формулой:

$$R = \frac{1800}{\pi \cdot i},$$

где i – интенсивность изменения пространственного угла, град/10 м; вычисляется как отношение пространственного угла γ криволинейного участка к его длине L , умноженное на 10.

$$i = 10 \frac{\gamma}{L}.$$

Пространственный угол γ определяется из соотношения

$$\cos \gamma = \cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \Delta\varphi,$$

где α_1 α_2 – зенитные углы в начале и конце криволинейного участка соответственно;

$\Delta\varphi$ – изменение азимута на данном участке.

Проектирование пространственных видов профиля БС осуществляется исходя из постоянства радиусов кривизны на всех его криволинейных участках, в том числе на участках с изменяемым зенитным углом и азимутом.

Расчетные формулы для проектирования БС пространственной формы приведены в технологическом регламенте «Технология бурения многозабойных скважин» СТИ ВНИИБТ 1021-2003.

8.3.4. Расчет минимального радиуса кривизны бокового ствола

Выбор минимального допустимого радиуса кривизны для БС является актуальной задачей при их проектировании, бурении и креплении. Выполненные ниже расчеты позволя-

ют определить минимальную величину радиуса кривизны, при которой обеспечивается беспрепятственное прохождение элементов КНБК и обсадных труб в БС.

1. Минимальный радиус $R_{\min}$ кривизны БС при условии перемещения отдельных секций КНБК по искривленному БС без деформации.

Забойный двигатель с долотом:

$$R_{\min} = \frac{L_3^2}{5,76(D_c - D_3)},$$

где L_3 – длина забойного двигателя, м;

D_c – диаметр скважины, м;

D_3 – диаметр забойного двигателя, м.

Отдельная секция КНБК без центраторов:

$$R_{\min} = \frac{L_k^2}{8(D_c - D_k)},$$

где L_k – длина секции КНБК, м;

D_k – диаметр секции КНБК, м.

Отдельная секция КНБК с центраторами по концам:

$$R = \frac{L_{\text{кц}}^2}{8(D_c - D_{\text{ц}})},$$

где $L_{\text{кц}}$ – длина секции с центраторами, м;

$D_{\text{ц}}$ – диаметр центраторов, м.

2. Расчет минимального радиуса кривизны БС при условии деформации отдельной секции КНБК.

При принудительном перемещении забойного двигателя по искривленному БС под действием веса части бурильной колонны напряжения изгиба в корпусе забойного двигателя не должны превышать предел упругости материала, из которого выполнен забойный двигатель.

В этом случае допустимое значение радиуса кривизны БС определяется по формуле [22]

$$R = \frac{0,171L_3^2}{U \cdot D_d - D_3 + 0,171 \frac{L_3^2}{\rho}},$$

где $U = 1,41m - 0,41$; $m = D_c/D_d$;

$$\rho = \frac{E \cdot d}{2\sigma_T}, \text{ м};$$

D_d – диаметр долота, м;

E – модуль упругости стали, $E = (2,0 \dots 2,2) \cdot 105$ МПа;

σ_T – предел текучести стали, МПа

Напряжения изгиба в корпусе забойного двигателя при прохождении его через искривленный участок БС рассчитывается по формуле [23]

$$\sigma = \frac{E \cdot D_3}{2R} - \frac{2,92E \cdot D_3 (U \cdot D_d - D_3)}{L_3^2}.$$

В случае необходимости расчета минимального радиуса кривизны при принудительном перемещении в БС забойного двигателя с центратором можно воспользоваться соответствующими формулами, указанными в [22, 23].

3. В бурильных и обсадных трубах внутренние напряжения, возникающие в искривленных интервалах БС, не должны превышать предела текучести материала труб.

Величина минимально допустимого радиуса искривления БС, м, должна быть меньше значения, рассчитанного по формуле

$$R_{\min} = R_{\min} = \frac{D_H \cdot E}{2\sigma_T},$$

где D_H – наружный диаметр бурильных (обсадных) труб, м;

E – модуль Юнга материала, из которого изготовлены бурильные трубы, кг/м²

σ_T – предел текучести материала труб, кг/м²

4. Выбор радиуса искривления исходя из предупреждения желобообразования в БС.

Интенсивность и величина образования желобов зависит от «нормальных» (поперечных) усилий замков бурильного инструмента, действующих на стенки скважины. Величина усилий, в свою очередь, зависит от радиуса искривления скважины следующим образом:

$$R_{\min} = \frac{L_T \cdot P_{\text{ос}}}{P_{\text{н}}},$$

где L_T – длина бурильной трубы, м;

$P_{\text{ос}}$ – осевое растягивающее усилие, действующее на бурильные трубы, кг;

$P_{\text{н}}$ – допустимое поперечное давление замков на стенки скважины, кг.

Для оценки радиуса искривления скважины по данной формуле величину $P_{\text{н}}$ выбирают исходя из твердости пород с условием, чтобы в скважине не наблюдалось интенсивного желобообразования.

В зависимости от твердости пород величина $P_{\text{н}}$ может иметь следующие значения:

- для мягких пород – $P_{\text{н}} = 1000$ кг;
- для пород средней твердости – $P_{\text{н}} = 2000 \dots 3000$ кг;
- для твердых пород – $P_{\text{н}} = 4000 \dots 5000$ кг.

8.3.5. Расчет координат и параметров фактического профиля бокового ствола

Общие положения

В процессе проведения инклинометрии БС измеряются:

- зенитный угол (α);

- азимут (φ);
- длина БС от точки забуривания до точки измерения (L).

Зенитный угол БС в точке измерения равен углу между касательной к оси скважины в данной точке и вертикальной прямой.

Азимут БС в точке измерения равен азимуту горизонтальной проекции касательной к его оси в рассматриваемой точке.

Для обозначения принадлежности геометрического параметра траектории БС к точке или интервалу между точками измерений вводится система обозначений.

Каждой точке оси БС присваиваются порядковые номера в направлении увеличения его длины. Рядом с буквенным обозначением геометрического параметра, характеризующую точку оси БС, указывается цифра, соответствующая данной точке, а после буквенного обозначения геометрического параметра, относящегося к интервалу оси БС, в индексе записываются две отдельные тире цифры, обозначающие крайние точки интервала, например: $\Pi_{1,2} - \Pi_2 - \Pi_1$.

Некоторые геометрические параметры могут принимать положительное и отрицательное значение, поэтому установленная очередность символов должна соблюдаться.

Индексы «Ф» и «ПР» присваиваются геометрическим параметрам БС, характеризующим его фактический и проектный профиль соответственно.

Углы обозначаются буквами греческого алфавита, линейные величины – латинскими, а индексы – цифрами и русскими буквами.

Все углы измеряются в градусах, линейные величины – в метрах, а интенсивность искривления – в градусах на 10 м длины БС.

Геометрическими параметрами, характеризующими интервал оси бокового ствола, являются (рис. 12):

- Угол зенитного искривления (α_{1-2}) БС на интервале между точками ее оси 1 и 2 ($\alpha_{1-2} = \alpha_1 + \alpha_2$).
- Угол азимутального искривления (φ_{1-2}) БС на интервале между точками ее оси 1 и 2 ($\varphi_{1-2} = \varphi_1 + \varphi_2$).

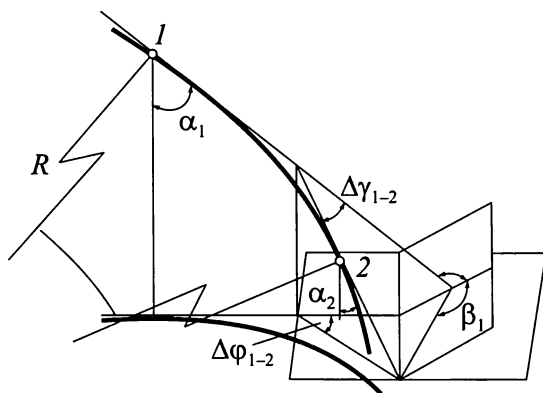


Рис. 12. Геометрическое изображение интервала ствола скважины и его параметров α , β , φ , γ

- Угол (γ_{1-2}) пространственного искривления, равный углу поворота касательной к оси БС на интервале измерения.
- Интенсивность (I) искривления БС, равная приращению угла пространственного искривления за интервал.
- Радиус (R) кривизны БС на интервале измерения.
- Длина (L_{1-2}) интервала оси БС между точками 1 и 2.
- Угол (β) ориентации искривления – это угол между апсидальной (вертикальной) плоскостью и плоскостью искривления участка оси БС между точками измерения.
- Апсидальной плоскостью является вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси БС в точке измерения.
- Угол ориентации искривления интервала БС отсчитывается в нормальной плоскости (перпендикулярной к касательной плоскости) по направлению движения часовой

стрелки от верхней до главной нормали. Этот угол характеризует ориентацию плоскости, в которой расположен участок БС между точками измерений.

На участке направленного бурения с двигателем-отклонителем угол ориентации равен фактическому углу установки отклонителя.

Система координат

В качестве основной системы координат, в которой задается проектное положение забоя БС и рассчитываются координаты его фактического профиля, принята система координат, связанная с направлением магнитного меридиана и направлением силы земного тяготения. Это прямоугольная система координат $OXYZ$, где ось OY является касательной к магнитному меридиану в направлении магнитного севера, ось OX направлена в сторону магнитного востока, а ось OZ – вниз.

До начала буровых работ маркшейдерской службой определяются геофизические (истинные) координаты устья скважины (X_1, Y_1).

Контроль проводки ствола скважины осуществляют в относительной системе координат с началом отсчета:

- стол ротора буровой установки – при строительстве скважин на суше;

- может использоваться относительная система координат с началом отсчета в точке забуривания БС.

Для расчета истинной координаты Z должны быть заданы:

$Z_{\text{ст}}$ – альтитуда стола ротора;

Z_n – альтитуда пола буровой установки.

После окончания бурения длина БС измеряется от устья скважины, поэтому должна быть определена Z_y – альтитуда устья скважины.

В зависимости от используемой системы координат и решаемых задач ось OY может быть направлена на истин-

ный географический север, магнитный север, условный север, который совпадает с направлением координатной сетки в точке бурения.

При переходе истинных географических координат к условным географическим координатам учитывается угол конвергенции ($\pm\varphi_{\text{кон}}$), а к магнитным – магнитное склонение ($\pm\varphi_{\text{скл}}$). Знак (+) принимается для восточной конвергенции и магнитного склонения, а знак (–) – для западной конвергенции и магнитного склонения.

Магнитное склонение – угол между магнитным и географическим меридианами в данной точке земной поверхности.

Если северный конец магнитной стрелки отклоняется к востоку от географического меридиана, то магнитное склонение ($\varphi_{\text{скл}}$) считается положительным, если к западу – отрицательным.

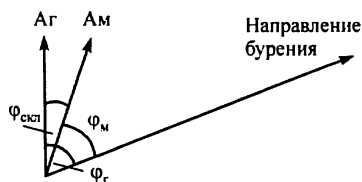
Примеры:

1. Восточное (положительное) склонение (рис. 13, а):

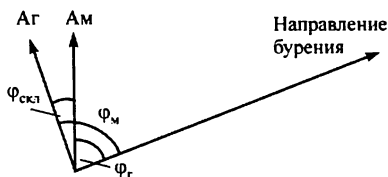
– географический азимут $\varphi_{\text{Г}} = 75^\circ$;

– восточное (положительное) склонение $\varphi_{\text{скл}} = 5^\circ$;

– магнитный азимут $\varphi_{\text{М}} = \varphi_{\text{Г}} - \varphi_{\text{скл}} = 75^\circ - 5^\circ = 70^\circ$.



а



б

Рис. 13. Схема определения направления бурения БС

2. Западное (отрицательное) склонение (рис. 13, б):

– географический азимут ($\varphi_{\text{Г}}$) равен 75° ;

- западное (отрицательное) склонение (φ_r) равно 5° ;
- магнитный азимут $\varphi_m = \varphi_r - \varphi_{скл} = 75^\circ + 5^\circ = 80^\circ$.

Если необходимо провести расчеты координат БС относительно любого заданного азимута, то используемая координатная система поворачивается на этот угол относительно направления на север. Если заданный азимут равен проектному азимуту, то ось OY координатной системы совпадает с проектным азимутом.

Расчет координат и пространственных параметров фактического профиля бокового ствола

Метод расчета координат фактического профиля БС основан на минимуме кривизны [22]. В данном методе расчета координат точек измерения БС исследуемый интервал представляется в виде пространственной дуги (окружность или спираль). При построении траектории БС пространственная кривая сглаживается с использованием относительного коэффициента, величина которого зависит от кривизны интервала между точками измерения БС. За счет указанного сглаживания сводится к минимуму общая кривизна дуги в пределах исследуемого интервала.

Для каждой точки замера, начиная с первой, рассчитываются:

1. Прямолинейный интервал БС ($\alpha_i = \alpha_{i-1}$ и $\varphi_i = \varphi_{i-1}$):

$$x_i = x_{i-1} + \Delta L_i \cdot \sin \alpha_i \cdot \sin \varphi_i,$$

$$y_i = y_{i-1} + \Delta L_i \cdot \sin \alpha_i \cdot \cos \varphi_i,$$

$$z_i = z_{i-1} + \Delta L_i \cdot \cos \alpha_i.$$

2. Искривленный интервал БС ($\alpha_i \neq \alpha_{i-1}$ или $\varphi_i \neq \varphi_{i-1}$)

$$\beta_{i-1} = \arctg \frac{\sin \alpha_i \cdot \sin (\varphi_i - \varphi_{i-1})}{\sin \alpha_i \cdot \cos \alpha_{i-1} \cdot \cos (\varphi_i - \varphi_{i-1}) - \sin \alpha_{i-1} \cdot \cos \alpha_i};$$

$$\Delta\gamma_i = \arcsin \sqrt{(\sin \alpha_i \cdot \cos \alpha_{i-1} \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_{i-1}) - \sin \alpha_{i-1} \cdot \cos \alpha_i)^2 + \sin^2 \alpha_i \cdot \sin^2(\varphi_i - \varphi_{i-1})};$$

$$I_i = \frac{10 \cdot \Delta\gamma}{\Delta L_i}; \quad R_i = \frac{180 \cdot \Delta L_i}{\Delta\gamma_i}.$$

$$x_i = x_{i-1} + R_i(\sin \alpha_{i-1} \cdot \sin \varphi_{i-1} \cdot \sin \Delta\gamma_i + \\ + (\cos \alpha_{i-1} \cdot \sin \varphi_{i-1} \cdot \cos \beta_{i-1} + \cos \varphi_{i-1} \cdot \sin \beta_{i-1})(1 - \cos \Delta\gamma_i));$$

$$y_i = y_{i-1} + R_i(\sin \alpha_{i-1} \cdot \sin \varphi_{i-1} \cdot \sin \Delta\gamma_i + \\ + (\cos \alpha_{i-1} \cdot \cos \varphi_{i-1} \cdot \cos \beta_{i-1} + \sin \varphi_{i-1} \cdot \sin \beta_{i-1})(1 - \cos \Delta\gamma_i));$$

где α_i – зенитный угол в i -й точке бокового ствола, град;

φ_i – азимут в i -й точке бокового ствола, град;

β_i – угол ориентации искривления – это угол между апсидальной (вертикальной) плоскостью и плоскостью искривления оси ствола скважины, град;

ΔL_i – длина i -го интервала, м;

I_i – пространственная интенсивность искривления на i -м интервале, град/10 м;

γ_i – угол пространственного искривления, равный углу поворота касательной к оси бокового ствола скважины на рассматриваемом i -м интервале, град.

3. На глубине Z_i рассчитывается отклонение фактического профиля ствола от проектного профиля БС по формуле

$$\Delta L_{ir} = \sqrt{(x_i^{\text{np}} - x_1^{\phi})^2 + (y_1^{\text{np}} - y_1^{\phi})^2},$$

где x_1^{np} , y_1^{np} , x_1^{ϕ} , y_1^{ϕ} – координаты проектного и фактического профиля бокового ствола на глубине Z_i .

Неопределенность положения бокового ствола

При проведении инклинометрии БС ошибки измерения различного происхождения приводят к неопределенности положения фактического положения БС в пространстве.

Точность определения пространственного положения оси БС зависит от ряда факторов, среди которых определяющими являются тип используемого измерительного инструмента и его положение в скважине с учетом изменения зенитного угла и азимута.

Положение любой точки оси скважины определяется кругом неопределенности, радиус которого находится по формуле

$$r = \sqrt{(x - x_n)^2 + (y - y_n)^2 + (z - z_n)^2}$$

где x, y, z – расчетные координаты точек оси скважины, м;

x_n, y_n, z_n – координаты, вычисленные с учетом систематической положительной ошибки, м.

Горизонтальная проекция круга неопределенности представляет эллипс неопределенности, одна из осей которого направлена по азимуту искривления ствола скважины в данной точке (рис. 14).

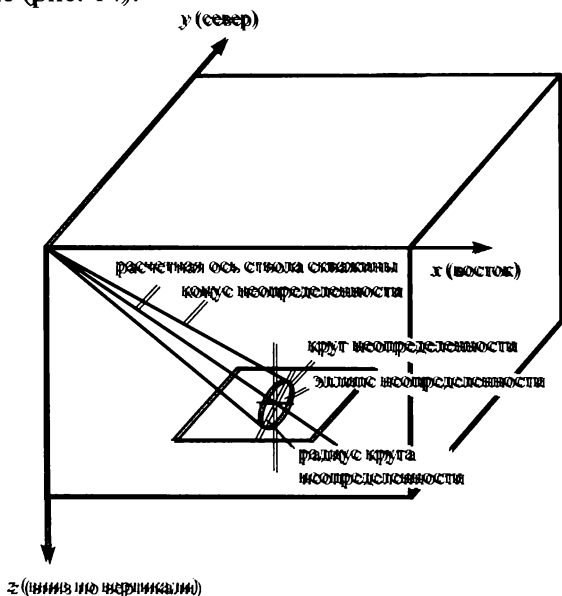


Рис. 14. Круг и эллипс неопределенности положения оси ствола скважины БС

Таким образом, любая точка оси ствола скважины на плоскости находится внутри эллипса неопределенности.

Параметры неопределенности положения точек оси ствола скважины учитываются при расчете горизонтального расстояния между осями соседних скважин, определения положения ствола относительно круга допуска и корректирования траектории бурения.

При проектировании БС точка забуривания принимается в центре круга неопределенности скважины на проектной глубине забуривания.

Кроме того, учитывается ошибка в определении длины ствола скважины, которая составляет от $\pm 1/500$ до $\pm 1/1000$ длины бурильной колонны.

Допустимые проектные отклонения бокового ствола ***Радиус круга допуска***

Допустимые проектные отклонения точки вскрытия пласта БС устанавливаются геологической и добывающей службами нефтяной компании.

Допустимое проектное отклонение устанавливается в виде круга радиусом (r), равным максимальному допустимому отклонению БС от запланированной точки вскрытия или пересечения продуктивного пласта.

Круг допуска с указанием координат центра круга, заданного зенитного угла и азимута вскрытия продуктивного пласта наносится на горизонтальную и вертикальную проекции проектного профиля БС (рис. 15).

Величина радиуса круга допуска должна превышать значения радиуса круга неопределенности в точке вскрытия пласта при бурении с телесистемой.

Для горизонтального БС допустимые вертикальные (h_1, h_2) и горизонтальные (a_1, a_2) отклонения устанавливаются по длине с заданием координат (x, y, z), а также значений зе-

нитного угла ($\alpha_{вх}$) и проектного азимута $\varphi_{пр}$ в начальной точке горизонтального ствола (рис. 16).

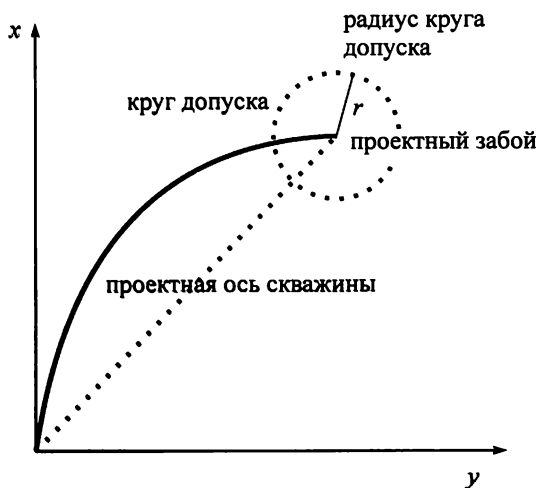


Рис. 15. Круг допуска точки вскрытия пласта боковым стволом

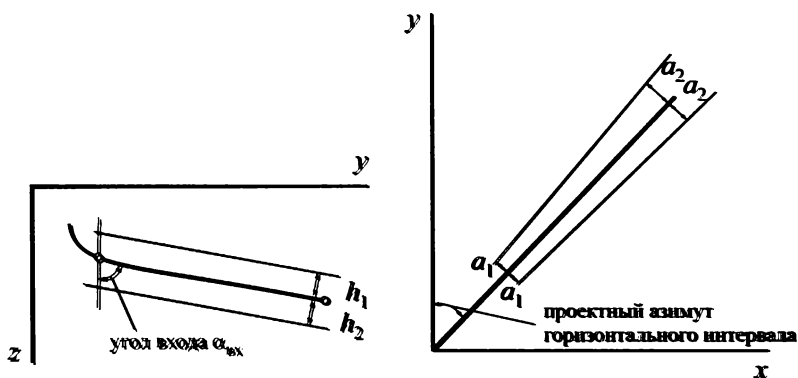


Рис. 16. Допустимые отклонения бокового горизонтального ствола

Текущий радиус круга допуска

На основании установленного круга допуска для каждой точки БС определяется текущий радиус (r_{τ}) круга допуска:

$$R_n = k_x \cdot r,$$

где $k_x = \frac{l_n}{l}$; l_n – текущая длина БС, м; l – проектная длина БС, м;

r – проектный радиус круга допуска, м.

Для горизонтального БС при ограничении области допустимых отклонений оси ствола цилиндрической поверхности текущий радиус (r_{τ}) круга допуска определяется из выражения

$$R_n = r + k_x(r_{n2} - r_{n1}),$$

где r_{n1} – проектный радиус круга допуска в начале горизонтального интервала, м;

r_{n2} – проектный радиус круга допуска в конце горизонтального интервала, м.

9. ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО БУРЕНИЮ БОКОВОГО СТВОЛА

9.1. Выбор наземного оборудования

Восстановление скважин путем бурения БС может осуществляться в зависимости от конструкции и проектной глубины скважины с помощью мобильных буровых установок (далее – буровых установок) и подъемных агрегатов, оснащенных дополнительным оборудованием, позволяющим производить все технологические операции, связанные с бурением и креплением скважины (далее – подъемных агрегатов).

Критериями выбора буровых установок и подъемных агрегатов являются:

- грузоподъемность;
- гидравлическая мощность насосной группы;
- система очистки буровых растворов.

Технические характеристики буровых установок и подъемных агрегатов для ремонта скважин и бурения БС приведены в прил. 1 (прил. П47–П52).

Буровые установки и подъемные агрегаты, применяемые для строительства БС, должны комплектоваться механическим ротором.

9.1.1. Выбор буровой установки (подъемного агрегата)

Долговечность и надежность буровой установки (подъемного агрегата) являются важными эксплуатационными характеристиками.

Расчетный коэффициент надежности n_m обеспечивается при спуске обсадных колонн (первый вид нагрузки) и при ликвидации различного рода прихватов обсадных и бурильных колонн (второй вид нагрузки), когда в спускоподъемном механизме действуют максимальные нагрузки с незначительным числом циклов нагружения, а поэтому в этих случаях силовые элементы спуско-подъемного механизма рассчитываются на статическую прочность.

При проведении спускоподъемных операций с бурильными колоннами действующие в спускоподъемном механизме нагрузки значительно ниже нагрузок первых двух видов, но число их циклов весьма значительное, поэтому в данном случае силовые элементы механизма подлежат расчету на циклическую прочность.

Выбор буровой установки (подъемного агрегата) по главному параметру – допускаемой (максимальной) нагрузке на крюке Q – рекомендуется осуществлять следующим образом:

$$Q \geq K_0 \cdot Q_0,$$

$$Q \geq K_B \cdot Q_B,$$

где Q_0 – вес бурильной колонны с хвостовиком в воздухе, кН;

Q_B – вес бурильной колонны в воздухе, кН;

K_0 и K_B – коэффициенты запаса прочности для обсадной и бурильной колонн соответственно.

Выбор бурового оборудования осуществляется по наибольшему ближайшему значению допускаемой нагрузки на крюке в соответствии с нагрузкой, указанной в технической характеристике.

Рациональные значения коэффициента K_B определяют показатели долговечности оборудования спускоподъемного механизма, а коэффициента K_0 – надежность работы оборудования при спуске обсадных колонн и при ликвидации различного рода осложнений.

Для определения коэффициента K_0 запаса прочности по обсадной колонне используется формула

$$K_0 = a + b(n_3 - \alpha);$$

$$n_3 = \frac{P_{СТР}}{Q_0},$$

$$\alpha = 1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{ст}},$$

$$b = \frac{P_{Н.СТ}}{P_{В.СТ}},$$

где n_3 – коэффициент запаса по страгивающей нагрузке обсадной колонны;

$P_{СТР}$ – страгивающая осевая нагрузка, определяемая как нагрузка, при которой в наиболее опасном сечении резьбового соединения обсадной колонны напряжения достигают предела текучести;

α – коэффициент, учитывающий облегчение веса колонны при ее погружении в жидкость (буровой раствор);

$\gamma_{ж}, \gamma_{ст}$ – удельный вес бурового раствора и материала труб;

b – коэффициент;

$P_{н.ст}$ – страгивающая нагрузка в нижнем сечении;

$P_{в.ст}$ – страгивающая нагрузка в верхнем сечении.

Значения коэффициента K_0 приведены в табл. 3.

Таблица 3

Значения коэффициента K_0

Значения коэффициента n_3	Значения коэффициента α	Значения коэффициента K_0	
		$b = 0,4$	$b = 0,65$
1,30	0,872/0,744	1,0432/0,9664	4,1502/1,1054
1,45	0,872/0,744	1,1032/1,0264	1,2477/1,2007
1,60	0,872/0,744	1,1632/1,0864	1,3452/1,3004

Значения коэффициентов K_0 и K_B целесообразно принимать следующими [2]:

$$K_0 = 1,25;$$

$$K_B \geq 1,75-2,0.$$

В том случае, если для вырезания «окна» в обсадной колонне и бурения БС используется различное буровое оборудование, то расчет по допускаемой нагрузке на крюке для каждой технологической операции проводится отдельно.

9.1.2. Выбор бурового насосного комплекса

Буровой насосный комплекс включает буровой насос с приводом, компенсаторы на входе и выходе, всасывающую и нагнетательную системы, которые принимают участие в процессах всасывания и нагнетания бурового раствора, а также при выполнении вспомогательных работ, связанных

с функционированием бурового насоса, Таким образом, являясь в определенной степени независимыми, системы всасывания и нагнетания замыкаются на буровом насосе, что определяет необходимость их совместного выбора.

Широкое применение буровых трехцилиндровых насосов одностороннего действия («триплекс») обеспечивается в силу устойчивых гидравлических характеристик и эксплуатационных преимуществ по сравнению с двухцилиндровыми насосами двойного действия («дуплекс»). Одновременно с этим осуществлено внедрение тиристорного электропривода, обеспечивающего регулирование подачи насосов. Снижение частоты хода поршня по сравнению с номинальным значением приводит к снижению расхода сменных деталей и узлов и к увеличению долговечности насоса. Такая возможность обеспечивается за счет регулируемого привода и не может быть реализована при синхронном электроприводе. Дизельный привод также обладает невысокими регулировочными свойствами, а дизель-гидравлический привод имеет высокие регулирующие свойства, но при этом имеет место недоиспользование установленной мощности привода.

Выбор насосной системы определяется следующими факторами:

- технологическими режимами работы забойного двигателя и телеметрической системы с гидравлическим каналом связи;
- потерями давления в нагнетательном коллекторе насоса и трением в механических элементах;
- потерями давления во всасывающем тракте насоса;
- видом привода, определяющего регулирующие свойства, т.е. возможностью изменения и выбора подачи бурового раствора.

Указанные факторы являются исходными:

- для выбора типоразмера бурового насоса и вида его привода;

- определения рациональных параметров и режимов эксплуатации всасывающих систем буровых насосов.

Потеря давления во всасывающей и нагнетательной системах бурового насоса определяется:

- потерями давления на преодоление инерции прокачиваемого раствора (инерционные потери давления);
- потерями давления на преодоление трения и различного рода сопротивлений в гидравлическом тракте;
- потерями давления на преодоление упругости паров прокачиваемой жидкости.

Выбор рациональных режимов нагружения бурового насоса в комплекте буровой установки (подъемного агрегата) в зависимости от параметров всасывающей системы определяется:

- давлением и подачей буровых насосов;
- плотностью и температурой бурового раствора.

Рациональные режимы нагружения буровых насосов устанавливаются на основе сравнительного анализа системы таким образом, чтобы исключить отставание поступающего в цилиндры бурового раствора от поршня при его движении в цикле всасывания. При движении раствора из заборной емкости к поверхности поршня постоянно действуют факторы, препятствующие этому процессу: скорость потока, силы трения и сопротивления, упругость паров прокачиваемой жидкости и ее инерция.

Скорости поршня, влияющие на гидравлические потери давления, также достаточно высоки. Значения скорости и ускорения поршня и раствора достигают высоких значений в насосах «триплекс», имеющих повышенную частоту хода поршня по сравнению с насосами «дуплекс» (в 2–2,5 раза выше).

Паспортная мощность буровых трехцилиндровых насосов одностороннего действия реализуется на высоких скоростях, что приводит к существенным потерям давления на

преодоление инерции прокачиваемого раствора и к увеличенному расходу сменных деталей и уплотнительных устройств гидравлической части насоса.

Гидравлическая мощность бурового насоса определяется из выражения

$$N_r = Q_n \cdot P_n,$$

где N_r – гидравлическая мощность бурового насоса, Вт;

Q_n – подача насоса, м³/с;

P_n – давление жидкости на выходе из насоса, МПа.

Мощность, потребляемая буровым насосом, определяется по формуле

$$N_n = \frac{N_r}{\eta_n},$$

где N_n – мощность, потребляемая буровым насосом, Вт;

η_n – общий КПД насосного агрегата.

Для проведения практических расчетов η_n принимается равным 0,8.

Насосная система должна иметь резервный буровой насос для проведения промывки БС с повышенным расходом промывочной жидкости.

Рекомендации для выбора режима загрузки буровых насосов

Для обеспечения заданной изготовителем долговечности силовых элементов насоса коэффициент загрузки по давлению рекомендуется принимать: для насосов «дуплекс» – 0,64–0,70; для насосов «триплекс» – 0,81.

Скоростной режим бурового насоса определяется в основном требованиями рациональной долговечности сменных деталей (узлов) гидравлической части насоса, а также параметрами и режимами нагружения всасывающей системы насоса, при этом коэффициент скорости (частоты хода поршня) рекомендуется принимать: для насосов «дуплекс» – 0,8–1,0; для насосов «триплекс» – 0,4–0,6.

В целом загрузку бурового насоса по мощности при его длительной работе рекомендуется принимать: для насосов «дуплекс» – 0,5–0,7; для насосов «триплекс» – 0,4–0,5.

9.2. Оснащенность буровых установок (подъемных агрегатов)

Буровая установка (подъемный агрегат) должна быть укомплектована:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;
- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10–15 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндровой втулки;
- станцией (приборами) контроля параметров бурения;
- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 10 м, шириной не менее 2 м и стеллажами;
- механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора, сбора шлама и отработанной промывочной жидкости при безамбарном бурении;
- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки (подъемный агрегат);
- успокоителем ходового конца талевого каната;
- приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающим падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;
- приемными емкостями с общим объемом не менее 40 м³;
- градуированной мерной емкостью с уровнемером для контролируемого долива скважины.

Резервный запас бурового раствора должен находиться на скважине или на растворном узле.

Буровые установки (подъемные агрегаты), в том числе импортные, должны быть выполнены во взрывозащищенном варианте.

Буровые установки (подъемные агрегаты) должны оснащаться верхним приводом при бурении горизонтального участка бокового ствола скважины длиной более 300 м в скважинах глубиной по вертикали более 3000 м.

Верхний силовой привод должен быть совместим со средствами механизации спуско-подъемных операций.

Элементы верхнего привода (направляющие балки, модуль исполнительных механизмов и т.д.) не должны создавать помех для ведения других технологических операций.

Грузоподъемность верхнего привода должна соответствовать грузоподъемности буровой установки.

Конструкция верхнего привода должна предусматривать наличие системы противofонтанной арматуры, датчиков положения исполнительных механизмов, скорости вращения стволовой части и момента вращения.

В состав наземного оборудования буровых установок должны входить блоки очистки и приготовления бурового раствора отечественного или импортного производства.

Блок очистки и приготовления бурового раствора комплектуется:

- линейным виброситом;
- пескоотделителем;
- илоотделителем;
- центрифугой в случае применения телесистемы с гидравлическим каналом связи;
- приемной воронкой.

Пропускная способность блока – 22 л/с. Объем емкостей – 22–35 м³. Высота устья скважины – 1,8–2,0 м.

Блок очистки и приготовления бурового раствора может оснащаться дополнительной приемной емкостью объемом до 6 м³ и высотой 0,8–1,5 м с бессальниковым насосом.

Возможно применение автономных мобильных насосных установок с системой очистки бурового раствора, которая предназначена для подачи бурового раствора под давлением в скважину с целью привода забойного двигателя и обеспечения циркуляции, а также для очистки раствора от выбуренной породы в процессе бурения.

Данная установка применима для работы телесистем с кабельным каналом связи и с электромагнитным каналом связи.

Для работы телесистем с гидравлическим каналом связи буровые насосы должны иметь компенсаторы, эффективно снижающие уровень насосных помех.

9.3. Оборудование устья скважины

При проведении работ по реконструкции скважины, а при необходимости – и исследовательских работ, устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием. Устье скважины вместе с ПВО должно быть опрессовано на давление, превышающее на 10 % максимально возможное пластовое давление во вскрытом стратиграфическом разрезе, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Выбор оборудования устанавливается проектом применительно к характеру и видам планируемых работ по реконструкции скважины с учетом обеспечения безопасности в процессе проходки нового ствола (ПБ 08-624–03) [34].

При проведении работ по ремонту скважины путем бурения БС с возможным газонефтепроявлением устье на период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается организацией-подрядчиком

и согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора и противопожанной службой. После установки противобросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Ремонт скважины путем бурения БС, где исключена возможность газонефтепроявления (месторождение на поздней стадии разработки, аномально низкие пластовые давления на нефтяных месторождениях с незначительным газовым фактором и др.), разрешается проводить без превенторной установки. Типовая схема оборудования устья таких скважин (подвесной фланец с прикрепленным уплотнительным кольцом с задвижкой и патрубком или другие варианты) должна быть согласована с территориальными органами Ростехнадзора и противопожанной службой.

9.4. Схема размещения наземного оборудования

Строительство БС начинается с подготовки рабочей площадки и фундаментов для расстановки буровой установки (подъемного агрегата). Площадка подсыпается песком и выравнивается. Соседние скважины останавливаются и накрываются специальными защитными экранами (от попадания грязи и падения на них мелких предметов). Если работам мешают станки-качалки или кабельная эстакада, то они демонтируются.

Примерная схема расположения комплекта оборудования 100-тонного подъемного агрегата и элементов очистки бурового раствора приведена на рис. 17.

Конкретная расстановка комплекта оборудования зависит от расположения на территории кустовой площадки оборудования по добыче нефти, ЛЭП и других коммуникаций.

Основные требования, предъявляемые к комплекту бурового оборудования:

- грузоподъемность подъемника не менее 100 т, высота мачты 34 м;
- буровой насос производительностью не менее 18 л/с при давлении 10,0–12,0 МПа;
- система очистки не менее трех ступеней, позволяющая удалять частицы выбуренной породы диаметром до 20 мкм (в циркуляционной системе необходима установка магнитных ловителей стружки);

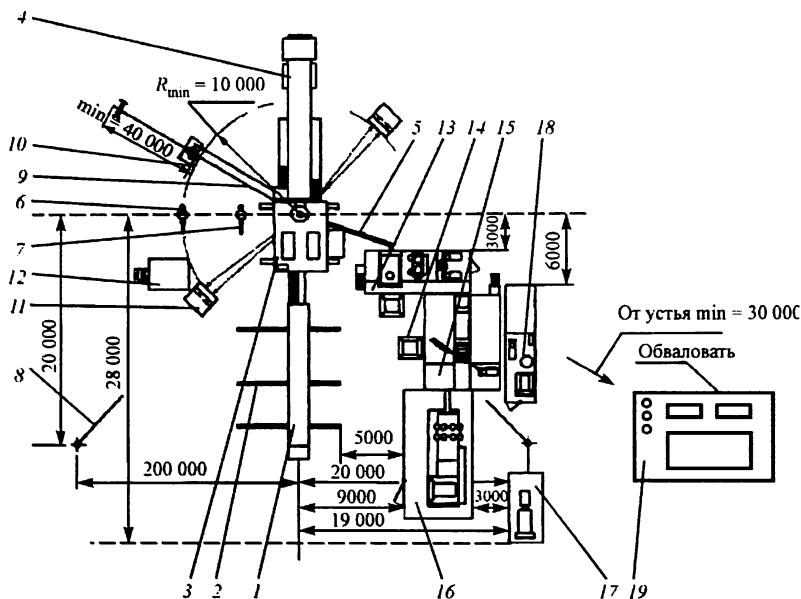


Рис. 17. Примерная схема расположения комплекта оборудования 100-тонного агрегата при бурении боковых стволов: 1 – приемный мост; 2 – стеллажи для труб; 3 – рабочая площадка; 4 – мобильный подъемник; 5 – желоб сливной; 6, 7 – ранее пробуренные скважины; 8 – оттяжки ветровые; 9 – выкидные линии ПВО; 10 – блок дросселирования ПВО; 11 – пост фиксации плашек ППГ; 12 – пульт гидроуправления ПВО; 13 – блок очистки и дегазации; 14 – бункер-шламоприемник; 15 – блок емкостной; 16 – насосный блок; 17 – дизель-энергоблок; 18 – водокомпрессорный блок; 19 – площадка ГСМ

- блок хранения бурового раствора емкостью не менее 40 м^3 , дегазатор;
- комплект противовыбросового оборудования, позволяющий герметизировать устье скважины на любом из элементов бурильной и обсадной и при отсутствии в скважине этих элементов.

Силовой привод для подъемного агрегата и насосов может быть как электрический, так и дизельный или смешанный.

9.5. Исследование скважины перед проведением работ по бурению бокового ствола

Обязательный комплекс исследований старой скважины включает:

- измерение зенитного угла и азимута с помощью инклинометрических приборов, сравнение с предыдущими замерами в интервале от устья скважины до кровли продуктивного пласта;
- построение фактического профиля скважины по результатам измерения гироскопическим инклинометром;
- определение качества цементного камня за обсадной колонной и измерение глубины расположения муфт обсадных труб в предполагаемом интервале вырезания «окна»;
- определение герметичности обсадной эксплуатационной колонны от устья скважины до места зарезки БС путем создания избыточного внутреннего давления;
- в случае негерметичности обсадной эксплуатационной колонны – определение интервала негерметичности и проведение работ по ее ликвидации.

При необходимости производятся измерение фактической температуры в стволе старой скважины и оценка технического состояния эксплуатационной колонны.

На основании результатов исследований проводится выбор интервала вырезания обсадной колонны и забуривания БС.

9.6. Подготовка скважины к забуливанию бокового ствола

За один месяц до проведения работ по забуливанию БС необходимо, чтобы были остановлены все нагнетательные скважины, определяющие давление в области вскрываемого продуктивного пласта.

При подготовке скважины к забуливанию БС работы выполняются в следующей последовательности:

1. Производится монтаж бурового оборудования на скважине, выбранной для строительства БС.

2. Производится демонтаж фонтанной арматуры.

3. На устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование.

4. Производится опрессовка противовыбросового оборудования.

5. Долотом на бурильных трубах шаблонируется обсадная эксплуатационная колонна и определяется глубина забоя скважины.

6. Скважина промывается в течение двух циклов и долото поднимается.

7. Определяется местоположение муфтовых соединений обсадных труб с помощью локатора муфт в интервале предполагаемого забуливания бокового ствола.

8. Устанавливается опорно-ликвидационный цементный мост. После ожидания отвердевания цемента (ОЗЦ) подбуривается опорно-ликвидационный мост до ближайшей к точке резки глубины, позволяющей располагать клин-отключитель между муфтовыми соединениями обсадной колонны.

9. Производится опрессовывание обсадной эксплуатационной колонны и устья скважины в соответствии с [14, 34].

10. Качество установки моста проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием 6–8 т без вращения [3]. Цементный мост также испытывается методом гидравличе-

ской опрессовки совместно с обсадной колонной и установленным на ней запорным устьевым оборудованием на давление, превышающее на 10 % давление при возникновении газонефтеводопроявлений или при эксплуатации (п. 4.7.9 ПБ 08-624–03) [34].

11. В интервале установки клина-отклонителя и вырезания обсадной колонны очищается внутренняя поверхность обсадных труб с помощью скрепера или специального фрезера (УФР-146, УФР-168, прил. 1).

12. Шаблонируется эксплуатационная колонна с помощью специального шаблона, диаметр которого на 3 мм меньше минимального диаметра обсадной эксплуатационной колонны.

9.7. Вырезание обсадной колонны

Забурирование БС из эксплуатационной колонны обычно выполняют с помощью клина-отклонителя или с установкой резного цементного моста. Для каждой из указанных технологических схем используется свой способ вырезания «окна» в обсадке эксплуатационной колонне:

- формирование щелевидного бокового «окна» в обсадной колонне фрез-райбером с клина-отклонителя;
- вырезание участка обсадной колонны по всему сечению с помощью вырезающего устройства.

Для формирования щелевидного «окна» в обсадной колонне предполагается проведение комплекса работ по спуску и установке клина-отклонителя, а для вырезания участка обсадной колонны – ее фрезерование и торцевание по всему сечению с помощью вырезающего устройства.

9.7.1. Спуск и установка клина-отклонителя

После проведения работ по подготовке скважины к забурированию БС (установка и подбуривание до нужной глуби-

ны цементного моста или установка пакер-пробки) осуществляются работы по спуску и установке клина-отклонителя (прил. 1).

Порядок спуска и закрепления в требуемом положении клина-отклонителя в скважине определяется конструкцией его фиксирующего узла, который может быть выполнен заодно с клином или в виде отдельного узла.

Спуск и установка клина-отклонителя с фиксирующим узлом

Компоновка, включающая клин-отклонитель, фрез-райбер, ориентирующий переводник, спускается в скважину на бурильных трубах. Ориентирование клина-отклонителя на участке скважины с зенитным углом менее 4° проводится с помощью гироскопического инклинометра, а при зенитном угле более 4° – с помощью телесистемы (прил. 1).

Поворотом бурильной колонны клин-отклонитель устанавливается в положение, при котором его рабочая поверхность будет направлена в азимуте планируемого забуривания бокового ствола.

При механическом узле фиксации проводят установку клина-отклонителя на опорный цементный мост или мостовую пробку, разгружают бурильную колонну и создают на клин-отклонитель осевую нагрузку, достаточную для выдвижения плашек узла фиксации до упора во внутреннюю стенку обсадной трубы. Осевая нагрузка, необходимая для закрепления клина-отклонителя, обычно не превышает 2–3 т.

После закрепления клина-отклонителя в скважине осевую нагрузку увеличивают до 7–9 т с целью разрушения срезного элемента (штифта), который соединяет фрез-райбер с клином-отклонителем.

После освобождения фрез-райбера производится вырезание «окна» в обсадной колонне.

В целях повышения надежности фиксации клина-отклонителя возможно использование конструкций, обеспечивающих полное цементирование клина-отклонителя после его ориентирования и механического закрепления в эксплуатационной колонне.

При использовании узла фиксации гидравлического типа фиксация клина-отклонителя в скважине производится путем создания необходимого давления промывочной жидкости внутри бурильной колонны; далее при создании осевой нагрузки на клин-отклонитель проверяется надежность его закрепления.

С увеличением осевой нагрузки до 7–9 т производится разрушение фиксирующего элемента (срезание штифта) между фрезом и клином-отклонителем. После этого выполняется операция по вырезанию «окна» в обсадной трубе.

Порядок установки клина-отклонителя с отдельным узлом фиксации

В скважину спускается узел фиксации на геофизическом кабеле или бурильных трубах, в зависимости от конструктивного его исполнения, и устанавливается на заданной глубине.

С помощью гироскопического инклинометра, а в наклонной скважине с помощью телесистемы, определяется положение ориентирующего элемента узла фиксации.

Перед спуском в скважину посадочный элемент клина-отклонителя устанавливается в требуемое положение.

Затем клин-отклонитель вместе с фрез-райбером спускается на бурильных трубах в скважину до посадки в узел фиксации.

Путем создания осевой нагрузки на клин-отклонитель до 7–9 т разрушают фиксирующий элемент между фрез-райбером и клином-отклонителем и производят вырезание «окна» в обсадной трубе.

9.7.2. Вырезание «окна» в обсадной колонне с клина-отклонителя

Вырезание бокового «окна» может производиться по двум схемам:

- последовательное формирование профиля «окна»;
- создание «окна» за один рейс.

Технология последовательного формирования бокового «окна» в обсадной колонне реализуется путем поочередного применения стартового, оконного и арбузообразного фрез-райберов, рабочие поверхности которых оснащены резцами из твердого сплава (см. прил. 1).

Последовательное формирование бокового «окна» в обсадной колонне предусматривает два или более рейсов.

Стартовым фрезом, который спускается вместе с клином-отклонителем, производится первоначальное фрезерование обсадной трубы по длине направляющей части клина-отклонителя (вскрытие «окна»).

Оконным фрезом формируется в обсадной колонне боковое «окно» полного профиля. Данная операция производится вторым рейсом.

Арбузообразным фрезом расширяют боковое «окно» в обсадной колонне с механической скоростью не более 0,5–0,6 м/ч. Это необходимо для качественного формирования полноразмерного щелевидного бокового «окна».

Операцию по расширению бокового «окна» арбузообразным фрез-райбером можно проводить вторым рейсом, включая его в компоновку с оконным фрез-райбером, либо отдельно – третьим рейсом.

В случае необходимости производят калибрование бокового «окна» с помощью специального конусного фреза.

Режим первоначального фрезерования обсадной трубы с помощью стартового фрез-райбера:

- частота вращения – 60–80 об/мин;

- осевая нагрузка на фрез-райбер – 2–2,5 т;
- расход промывочной жидкости – 10–14 л/с.

После прорезания обсадной трубы стартовый фрез-райбер поднимают из скважины.

Формирование бокового «окна» полного профиля в обсадной колонне с помощью оконного фрез-райбера производят при следующем режиме:

- частота вращения – 60–80 об/мин;
- осевая нагрузка на фрез-райбер – 0,8–1,5 т;
- расход промывочной жидкости – 10–14 л/с.

Для формирования бокового «окна» в обсадной колонне, составленной из труб с высокими прочностными свойствами стали, применяют алмазные фрез-райберы.

После выхода оконного фрез-райбера из обсадной колонны на 3–5 м фрезерование прекращают и извлекают фрез-райбер из скважины.

Режим расширения и калибрования бокового «окна» с помощью арбузообразного фрез-райбера:

- частота вращения – 60–80 об/мин;
- осевая нагрузка на фрез-райбер – 0,5–1 т;
- расход промывочной жидкости – 10–14 л/с.

Формирование бокового «окна» полного профиля и его расширение во многих случаях совмещают за счет применения компоновки инструмента, включающей оконный и арбузообразный фрез-райберы.

Технология создания «окна» в обсадной колонне за один рейс реализуется специальным инструментом, включающим полный комплект расположенных друг над другом фрез-райберов.

Вследствие значительного крутящего момента и повышенного объема металлической стружки обязательными условиями реализации данной технологии является наличие высокопрочных бурильных труб, а также применение промывочной жидкости с высокой выносной способностью.

Для вырезания «окна» за один рейс также используют фрез-райбер прогрессивного резания (РПМ) и универсальный райбер (РУ). При применении этих райберов рекомендуется поддерживать осевую нагрузку 1 т при прохождении первого метра, затем увеличивать ее до 2 т при частоте вращения ротора 1, 0–1,67 с⁻¹ (60–100 об/мин).

Режим промывки должен обеспечивать скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не менее 0,8–1,0 м/с в целях предупреждения накопления на забое металлической стружки.

При вырезании «окна» в обсадной колонне рекомендуется устанавливать магниты на выходе бурового раствора из скважины для очистки раствора от металла.

При фрезеровании не допускается превышение рекомендуемых осевых нагрузок для избежания преждевременного выхода инструмента из колонны и смещения клина как в вертикальном, так и в окружном направлении.

Во избежание получения укороченного «окна» над фрез-райбером необходимо устанавливать УБТ с более высокой жесткостью, чем у элементов КНБК, предназначенной для дальнейшего использования, а также планируемой к спуску обсадной колонны.

Операцию можно считать завершенной, если последний фрез-райбер без промывки и вращения свободно без посадок проходит через «окно».

После завершения работ по формированию бокового «окна» в обсадной колонне очищают скважину от металлической стружки. Спускают металлошламоуловитель и промывают скважину с расходом не менее 16 л/с.

9.7.3. Вырезание части обсадной колонны по периметру

Для вырезания обсадной трубы по всему сечению применяются вырезающие устройства (см. прил. 1).

Перед спуском в скважину проверяется надежность раскрытия и закрытия резцов вырезающего устройства путем прокачивания через него воды или бурового раствора в количестве 10–12 л/с, при этом перепад давления на устройстве должен быть в пределах 20–40 атм. При прокачивании воды или бурового раствора резцы должны выдвигаться из корпуса, а после прекращения циркуляции занимать транспортное положение.

В зависимости от диаметра обсадной колонны выбираются бурильный инструмент диаметром 73 или 89 мм и утяжеленные бурильные трубы диаметром 95 мм. Компоновка спускается до глубины производства работ согласно мере бурильного инструмента. По окончании спуска бурильного инструмента по реперу производится привязка вырезающего устройства относительно муфтовых соединений эксплуатационной колонны геофизическими методами, например локатором муфт (ГК-ЛМ) путем наложения кривых ГК-ЛМ в бурильном инструменте и ГК-ЛМ в обсадной колонне.

После спуска вырезающего устройства на проектную глубину, ниже муфтового соединения на 0,5–1,0 м, путем вращения вырезающего устройства с частотой 0,5–1,0 с⁻¹ (30–60 об/мин) прорезается стенка обсадной колонны.

Прорезание стенки обсадной колонны фиксируется по резкому снижению перепада давления на 10–15 атм, что характеризует полное раскрытие резцов вырезающего устройства. Через 15–20 мин создается осевая нагрузка на вырезающее устройство от 0,5 до 1 т и постепенно увеличивается количество прокачиваемой жидкости до 14–16 л/с.

Через каждые 0,5–1,0 м фрезерования производится профилактическая промывка скважины.

Для уменьшения возможности возникновения осложнений, связанных со стальной стружкой, рекомендуется устанавливать магниты на выходе бурового раствора, а также прокачивать вязкие пакки раствора через каждые 3,0–4,5 м

фрезерования обсадной колонны. Для этого останавливают процесс фрезерования и закачивают на забой пачку раствора вязкостью 70–80 сП при подаче около 8 л/с.

При фрезеровании обсадной колонны в скважине с большим углом наклона перед прокачкой высоковязкой пачки раствора рекомендуется закачать пачку раствора с низкой вязкостью. Минимальная скорость бурового раствора в кольцевом пространстве должна быть 0,65–0,70 м/с.

Процесс фрезерования обсадной колонны продолжается до проектной глубины или полного срабатывания резцов вырезающего устройства, которое сопровождается резким уменьшением механической скорости фрезерования.

При фрезеровании колонн из сталей J-55, K-55, N-80 подбираются повышенная частота вращения и пониженная нагрузка на вырезающее устройство.

Фрезерование обсадной колонны из сталей P-110 и N-80 целесообразно осуществлять с пониженной частотой вращения и пониженной нагрузкой на вырезающее устройство.

Перед подъемом бурильного инструмента скважина промывается в течение 1,0–1,5 циклов с производительностью насоса 14–16 л/с.

Для продолжения работы необходимо заменить резцы и произвести спуск вырезающего устройства в скважину, проработать пройденный интервал с начала фрезерования обсадной колонны и затем продолжить фрезерование.

После завершения технологического этапа вырезания участка обсадной колонны скважина промывается и производится подъем вырезающего устройства из скважины.

9.8. Установка зарезного цементного моста

При использовании технологической схемы забуривания БС с зарезного цементного моста производятся работы по его установке в интервале вырезанной части обсадной колонны.

Это обусловлено необходимостью создания опорной поверхности, способной воспринимать нагрузку от веса инструмента во время забуривания БС с целью формирования уступа в направлении проектного изменения кривизны скважины.

Зарезной цементный мост должен обладать высокой механической прочностью и несущей способностью.

Механическая прочность тампонажного камня через 24 ч твердения при $t = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$ должна составлять:

– при изгибе: $> 3,5\text{ МПа}$;

– при сжатии: $7,0\text{ МПа}$.

Несущая способность зарезного цементного моста должна обеспечивать разгрузку на него инструментом весом не менее 8 т.

Методика расчета осевой нагрузки на опорно-ликвидационный (зарезной) мост

Нагрузка на опорно-ликвидационный (зарезной) мост определяется исходя из нагрузок, возникаемых в результате спуско-подъемных операций при прохождении долота на участке среза клина-отклонителя или на участке зарезки, при забуривании с зарезного цементного моста. Осевая сила, действующая на наклонную часть участка зарезки, вычисляется по формуле

$$P = G \cdot \sqrt{1 + \mu^2} \cdot \sin \alpha \cdot \sin(\alpha + \arctg \mu),$$

где α – угол наклона выработки зарезного цементного моста (угол скоса клина отклонителя), град;

μ – коэффициент трения скольжения;

G – вес бурильной колонны, т.

Пример:

Исходные данные:

– бурильные трубы $\varnothing 89\text{ мм}$;

– глубина установки цементного моста – 2000 м;

- коэффициент трения – 0,3;
- угол наклона – 2°;
- зенитный угол ствола скважины в интервале установки цементного моста – 10°.

Расчет:

$$G = 0,02 \text{ т} \cdot 2000 = 4 \text{ т},$$

$$\alpha = (10 + 2) = 12^\circ,$$

$$\begin{aligned} P &= 4 \cdot \sqrt{1 + 0,09} + \sin 12^\circ \cdot \sin(12^\circ + (\arctg 0,09)^\circ) = \\ &= 4 \cdot 1,044 + 0,2 \cdot 0,3 = 4,24 \text{ т}. \end{aligned}$$

9.9. Технология бурения бокового ствола скважины

9.9.1. Забуривание бокового ствола с зарезного цементного моста

Перед началом забуривания БС зарезной цементный мост необходимо разбурить до точки забуривания роторным способом или с использованием гидравлического забойного двигателя. Допускается подбуривание цементного моста двигателем-отклонителем с вращением бурильной колонны.

Величина отклоняющей силы на долоте является основным параметром для расчета геометрических размеров двигателя-отклонителя, а также выбора режима забуривания БС.

Геометрические параметры двигателя-отклонителя определяются в соответствии с [22, 37, 38].

Для обеспечения контроля процесса забуривания бокового ствола путем анализа состава шлама буровой раствор необходимо заменить или тщательно очистить.

При забуривании БС в вертикальном стволе (менее 4°) с вырезанным «окном» длиной 8 м отклоняющая КНБК должна включать ориентирующий переводник с посадочным гнездом для гироскопического инклинометра, а при длине «окна» 18 м – включать телесистему.

При забурировании БС из наклонного ствола отклоняющая КНБК должна включать телесистему.

Отклоняющая КНБК опускается на бурильных трубах до верхней отметки вырезанного участка обсадной колонны.

Производится ориентирование двигателя-отклонителя в проектном направлении (азимуте) с учетом значения расчетного угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя.

Бурильная колонна фиксируется от проворота в роторном столе и осуществляется забурирование БС несколькими подачами долота при минимальной нагрузке. Каждая последующая подача начинается ниже отметки предыдущей подачи не более чем на 0,2–0,3 м.

Дальнейшее забурирование БС осуществляется путем подачи долота с увеличением осевой нагрузки до необходимой величины.

При выходе на 3–4 м ниже вырезанного участка рекомендуется, не углубляясь и не меняя положения двигателя-отклонителя, проработать в течение 3–4 ч «желоб», затем нагрузку на долото постепенно увеличивать до проектного значения.

По составу шлама, выносимого буровым раствором из скважины, определяется момент полного выхода долота из старого ствола. Успешность забуривания бокового ствола определяется по отсутствию в шламе цементной фракции.

9.9.2. Бурение бокового ствола

Технология бурения БС аналогична для обеих схем забуривания: с клина-отклонителя и с зарезного цементного моста.

Бурение бокового ствола скважины осуществляется с помощью компоновок низа бурильной колонны, которые в общем виде включают долото, наддолотный калибратор,

гидравлический винтовой забойный двигатель, телесистему, диамагнитные и обычные УБТ.

На начальном этапе забуривания бокового ствола применяются КНБК с двигателем отклонителем. Для бурения прямолинейно-наклонных и горизонтальных участков скважины возможно применение КНБК неориентируемого типа.

Для осуществления управляемого бурения всего бокового ствола скважины применяются КНБК с двигателем-отклонителем и телесистемой. Проводка прямолинейно-наклонных и горизонтальных интервалов профиля двигателем-отклонителем реализуется путем вращения бурильной колонны. Поскольку нижняя часть КНБК искривлена, при вращении ротором диаметр скважины несколько больше диаметра долота, что является положительным фактором при спуске и креплении хвостовика.

Для увеличения диаметра бокового ствола возможно применение бицентричных долот.

Бурение БС осуществляется в соответствии с его проектным профилем, который может быть плоским или пространственным.

Управление отклоняющей КНБК азимутальным направлением (обеспечение изменения азимута) осуществляется путем изменения угла установки двигателя-отклонителя относительно апсидальной плоскости траектории БС (вертикальная плоскость, проходящая через касательную к траектории бокового ствола в ее конечной точке).

Управление отклоняющей КНБК в зенитной плоскости (обеспечение изменения зенитного угла) осуществляется путем чередования режима «скольжения» (инструмент не вращается) и вращения бурильной колонны. Это позволяет обеспечивать проектные параметры бокового ствола скважины и значительно уменьшает возможные отклонения от проектного профиля БС.

9.9.3. Отклоняющие КНБК

Отклоняющая компоновка низа буровой колонны (КНБК) – это нижняя часть буровой колонны, которая в общем виде включает в себя следующие элементы (рис. 18):

- долото;
- калибратор;
- гидравлический забойный двигатель-отклонитель;
- телеметрическую систему;
- диамагнитные УБТ;
- УБТ (утяжеленные буровые трубы).

Отклоняющая КНБК предназначена для забуривания и бурения криволинейных участков профиля БС, а при вращении буровой колонны возможна проводка небольших по длине прямолинейных (наклонных или горизонтальных) интервалов БС.

Кривизна БС зависит от параметров отклоняющей КНБК, в том числе от величины угла перекоса искривленного двигателя-отклонителя, жесткости на изгибах габаритных размеров секций двигателя-отклонителя.

Выбор типоразмера двигателя-отклонителя, в частности величины угла перекоса искривленного переводника, осуществляется исходя из диаметра эксплуатационной колонны и величины радиуса кривизны криволинейных участков проектного профиля БС.

В табл. 4 и на рис. 18 приведены схемы отклоняющих КНБК для забуривания и бурения БС из эксплуатационных колонн диаметром 140, 146, 168 мм.

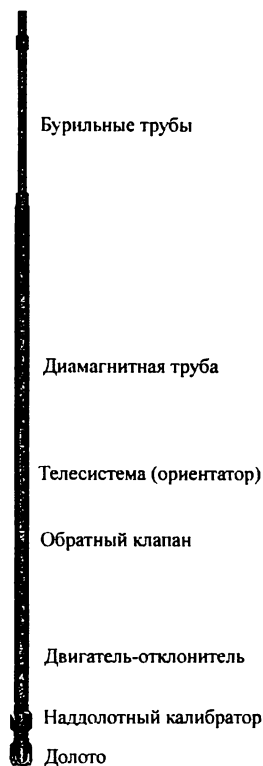


Рис. 18. Отклоняющая КНБК

Рекомендуемые соотношения элементов отклоняющих КНБК

№ п/п	Элементы КНБК	Диаметр эксплуатационной колонны, мм			
		140, 146		168	
1	Долото, мм	Ø120,6	Ø123,8	Ø139	Ø144
2	Наддолотный калибратор, мм	Ø116–118	Ø117–121	Ø134–137	Ø138–142
3	Двигатель-отклонитель, мм	Ø95		Ø105–108	
4	Обратный клапан, мм	Ø95		Ø105	
5	Телесистема или ориентатор, мм	Ø95		Ø105	
6	Диаманитная труба, мм	Ø89		Ø108	
7	Бурильные трубы, мм	Ø73		Ø89	

Рекомендуется применять наддолотный калибратор лопастного типа с короткими спиральными лопастями (в пределах 150–250 мм) и твердосплавными вставками. Лопастей калибратора должны быть приближены непосредственно к долоту. Диаметр калибратора должен быть меньше диаметра долота на 2–5 мм.

Расчет отклоняющих КНБК для бурения искривленных участков БС осуществляется в соответствии с методикой с помощью программного обеспечения [22, 23]. Расчет заключается в определении геометрических параметров двигателя-отклонителя, в частности угла перекоса искривленного переводника, при котором будет достигаться проектная интенсивность искривления на криволинейных участках профиля БС.

В табл. 5 приведены расчетные величины интенсивности, которую можно получить с помощью отклоняющих КНБК.

**Расчетная интенсивность искривления БС
при бурении отклоняющими КНБК**

№ п/п	Расстояние от торца долота до искривления кривого переводника, м	Интенсивность искривления БС, град/10 м			
		Угол перекоса 1°	Угол перекоса 1°30'	Угол перекоса 2°	Угол перекоса 1°30'
КНБК № 1: Долото 120,6 мм (123,8 мм), ВЗД-95, БТ-73					
1	1	1	3,5	6	8
	1,5	2	4	6,5	8,5
	2	2,2	4	6	8
КНБК № 2: Долото 139,7 мм (144 мм), ВЗД-105, БТ-89					
2	1,5	1,2	4,2	6,5	8,5
	2	1,8	4,3	6,3	8,7
	2,5	2	4	6	7,8

Примечание. Забуривание и бурение криволинейных участков БС также возможно с помощью роторного отклонителя (роторных отклоняющих систем). Роторный отклонитель вместе с телесистемой позволяет осуществлять направленное искривление скважины при вращении всей бурильной колонны ротором буровой установки, что обеспечивает непрерывную нагрузку на долото и более эффективную очистку скважины от частиц выбуренной породы.

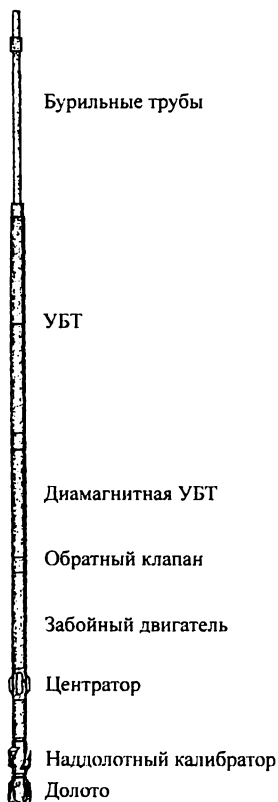
В случае если интенсивность искривления интервала БС в процессе бурения значительно меньше проектной, осуществляется смена отклоняющей КНБК на другую – с большим углом перекоса искривленного переводника.

9.9.4. КНБК для бурения прямолинейных интервалов

Бурение прямолинейного интервала БС предполагает стабилизацию его зенитного угла и азимута. Проводку пря-

молинейных интервалов возможно осуществлять с помощью КНБК неориентируемого типа, которая может включать следующие элементы (рис. 19):

- долото;
- калибратор;
- гидравлический забойный двигатель с центратором на его корпусе;
- диамагнитная УБТ;



- УБТ (утяжеленные бурильные трубы);
- бурильные трубы.

Диаметр калибратора может быть меньше диаметра долота на 1–3 мм. Диаметр центратора на корпусе винтового забойного двигателя должен быть меньше диаметра наддолотного калибратора.

Выбор стабилизирующих КНБК для бурения прямолинейных интервалов бокового ствола осуществляется с помощью программного обеспечения, основанного на использовании аналитической модели изгиба оси компоновки в наклонной скважине [22, 35].

Критерием выбора стабилизирующих КНБК является равенство нулю отклоняющей силы на долоте.

Поскольку расстояние от долота до центратора для одного и того же типа двигателя-откло-

Рис. 19. КНБК неориентируемого типа для бурения прямолинейных интервалов профиля БС

нителя – величина постоянная, при его расчете выбирается диаметр центратора, обеспечивающий равенство нулю отклоняющей силы.

Технологией бурения с помощью стабилизирующей КНБК, включающей двигатель, предусматривается вращение бурильной колонны ротором с частотой 30–60 об/мин.

В табл. 6, 7 приведены общие схемы и основные размеры КНБК неориентируемого типа с забойным двигателем для бурения прямолинейных наклонных участков профиля БС при разных значениях зенитного угла БС.

Таблица 6

КНБК для бурения прямолинейных интервалов
бокового ствола

№ п/п	Элемента КНБК	Типоразмеры элементов КНБК, мм	
		Обсадная колонна, 140, 146	Обсадная колонна, 168
1	Долото, мм	Ø120,6 Ø123,8	Ø139,7 Ø144
2	Наддолотный калибра- тор, мм	Ø118–120 Ø120–123	Ø137–139 Ø140–143
3	Забойный двигатель с центратором ($D_{ц}$, мм) на шпиндельной секции	Ø95	Ø105–108
4	Обратный клапан, мм	Ø95	Ø105
5	Диаманитная труба, мм	Ø95	Ø108
6	Утяжеленные бурильные трубы (толстостенные бурильные трубы), мм	Ø95	Ø108
7	Бурильные трубы, мм	Ø73	Ø89

**Основные размеры КНБК для бурения прямолинейных
интервалов бокового ствола**

№ п/п	Расстояние от торца долота до середины центратора, $L_{ц}$, м	Диаметр центратора на корпусе забойного двига- теля при разных расстояниях $L_{ц}$			
		$\alpha[5 - 20^{\circ}]$	$\alpha[20 - 20^{\circ}]$	$\alpha[5 - 45^{\circ}]$	$\alpha[70 - 90^{\circ}]$
КНБК № 1: Долото 120,6 мм (123,8), калибратор 118–120 мм, ВЗД-95 с центратором, ДУБТ-89, БТ-73					
1	0,8	117–116	116–115	115–114,5	114,5
	1	116–114,5	114,5–114	114–113,5	113,5
	1,2	115,5–114	114–113,5	113,5–113	113
	1,4	115–114	114–113,5	113,5–112,5	112,5
	1,6	115–114	114–113,5	113,5–112,5	112,5
	1,8	115–114	114–113,5	113,5–112,5	112,5–112
	2,0	115–114	114	114–113	113
КНБК № 1: Долото 139,7 мм, калибратор 137-139 мм, ВЗД-105 с центратором, ДУБТ-108, БТ-89					
2	0,8	135,5–133,5	133,5–132,5	132,5–131	131
	1	134–132,5	132,5–131	131–130	130
	1,2	133–131,5	131,5–130	130	130
	1,4	132–130	130–129	129	129
	1,6	131–129	129–128,5	128,5–128	128,5–128
	1,8	130–128,5	128,5–128	128	128
	2,0	130–128	128–127,5	127,5	127,5
	2,2	129–127	127	127	127

Применение стабилизирующей КНБК неориентируемого типа для бурения прямолинейных интервалов профиля БС может осуществляться при периодическом контроле за траекторией бурения с помощью инклинометра в диамагнитной трубе, установленной в КНБК над винтовым забойным двигателем (см. прил. 1).

9.9.5. КНБК неориентируемого типа для уменьшения зенитного угла

Для уменьшения зенитного угла БС целесообразно применять гладкую КНБК, не содержащую опорно-центрирующих элементов, либо маятниковую с центратором, установленным на расчетном расстоянии выше забойного двигателя (рис. 20).

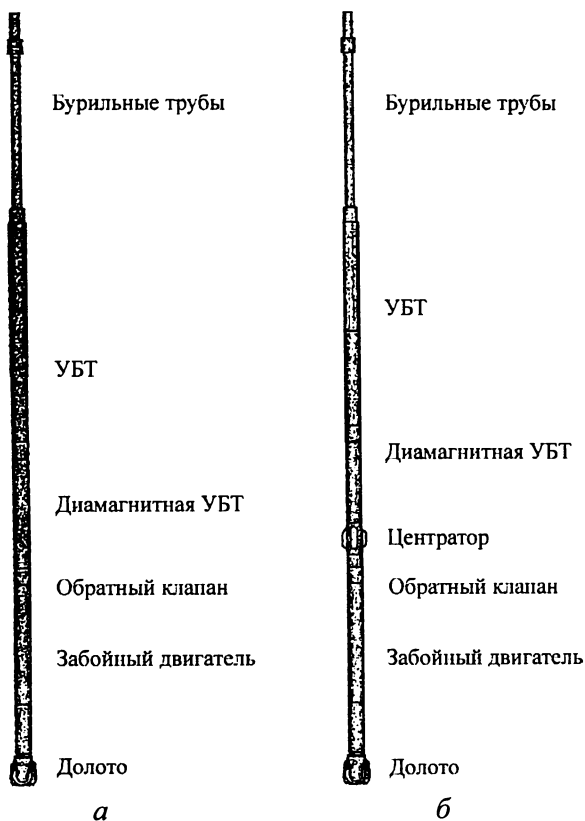


Рис. 20. КНБК для уменьшения зенитного угла
бокового ствола: *а* – гладкая; *б* – маятниковая

Гладкая КНБК включает: долото, забойный двигатель, обратный клапан, УБТ, бурильные трубы.

Маятниковая КНБК включает: долото, забойный двигатель, обратный клапан, центратор, установленный на расчетном расстоянии над забойным двигателем, УБТ, бурильные трубы. В зависимости от конкретных условий бурения УБТ могут быть исключены из состава КНБК. Расчет КНБК для уменьшения зенитного угла производится с помощью программного обеспечения [35].

Таблица 8

КНБК для уменьшения зенитного угла бокового ствола

№ п/п	Тип КНБК	Интенсивность уменьшения зенитного угла α , град/10 м		
		α : 0–30°	α : 30–60°	α : 60–90°
Гладкая КНБК				
1	Долото Ø120,6; 123,8 мм, винтовой забойный двига- тель ВЗД-95, ОК, ДУБТ-89	(0)–(–4)	(–4)–(–7,5)	(–7,5)–(–8,5)
2	Долото Ø139,7 144 мм, винтовой забойный двига- тель ВЗД-105, ОК, ДУБТ- 105	(0)–(–5,5)	(–5,5)–(–9,5)	(–9,5)– (–10,5)
Маятниковая КНБК (расстояние от торца долота до середины центратора $L = 6...7$ мм)				
3	Долото Ø120,6; 123,8 мм, винтовой забойный двига- тель ВЗД-95, ОК, центра- тор 112 мм ДУБТ-89	(0)–(–8)	(–8)–(–16)	(–16)–(–20)
4	Долото Ø139,7; 144 мм, винтовой забойный двига- тель ВЗД-105, ОК, центра- тор 130 мм ДУБТ-105	(0)–(–7)	(–7)–(–14)	(–14)–(–17)

В табл. 8 представлены КНБК для уменьшения зенитного угла БС. Даны ориентировочные расчетные значения диапазонов интенсивности уменьшения зенитного угла, которые могут обеспечить гладкая и маятниковая КНБК.

Бурение интервала уменьшения зенитного угла БС может осуществляться при вращении бурильной колонны с частотой в пределах 30–60 об/мин.

9.9.6. КНБК для проводки горизонтального участка бокового ствола

При бурении горизонтального участка в продуктивном пласте большой мощности (более 10 м) возможно использование стабилизирующей КНБК ориентируемого типа (см. табл. 7). Контроль за проводкой горизонтальных участков БС проводится с помощью телесистемы.

Для вскрытия пласта небольшой мощности целесообразно использование ориентируемых КНБК управляемых с помощью телеметрической системы забойным двигателем-отклонителем (табл. 9). При проводке горизонтального участка с помощью отклоняющей КНБК предусматривается очередное ее вращение и скольжение (ориентированное бурение без вращения), что позволяет управлять траекторией бурения БС.

Таблица 9

Рекомендуемые соотношения размеров элементов КНБК для проводки горизонтального интервала бокового ствола

№ п/п	Элементы КНБК	Диаметр эксплуатационной колонны, мм			
		140, 146		168	
1	Диаметр долота, мм	120,6	123,8	139,7	144
2	Наддолотный калибратор, мм	119	122	138	142
3	Диаметр центратора, мм	115–113	117–115	128–125	131–127

№ п/п	Элементы КНБК	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	
		140, 146	168
4	Двигатель – отклонитель с центратором на корпусе, мм. Расстояние от торца долота до середины центраторов $L_{ц}$, м	Ø95 0,8–1,2	Ø105 1–1,5
5	Обратный клапан, мм	Ø95	Ø105
6	Телесистема, мм	Ø95	Ø105
7	Диаманитная труба, мм	Ø89	Ø108
8	Бурильные трубы, мм	Ø73	Ø89

9.10. Обобщенная методика расчета КНБК

Понятия и определения

Целью расчета КН БК (компоновка нижней части бурильной колонны) является анализ функциональных возможностей в части реализации запланированной траектории бурения в конкретных горно-геологических условиях.

КНБК в общем виде включает в себя следующие элементы:

- долото;
- калибратор;
- забойный двигатель (при бурении забойным двигателем);
- телеметрическую систему;
- УБТ (утяжеленные бурильные трубы);
- диаманитные УБТ;
- опорно-центрирующие элементы (центраторы, стабилизаторы, децентраторы);
- отклоняющие элементы.

Под конструкцией КНБК следует понимать: типоразмер долота, забойного двигателя, телеметрической системы, диаметр УБТ и их общую длину, диаметр опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ), тип и место их установки, другие элементы технологической оснастки бурильной колонны (шарниры, децентраторы, искривленные переводники).

Управление траекторией бурения обеспечивается неориентируемыми КНБК.

В неориентируемых КНБК заданная интенсивность искривления в произвольном направлении обеспечивается установкой ОЦЭ в нижней части бурильной колонны. Для ориентируемого искривления ствола скважины в заданном направлении с заданной интенсивностью в КНБК в качестве ОЦЭ обязательно использование искривленного соединения (переводника) или децентраторов, что позволяет обеспечить фиксированный перегиб упругой оси КНБК в данной точке.

Далее под термином КНБК будут пониматься неориентируемые КНБК, а ориентируемые именуется общепринятым термином «отклонитель».

В качестве ОЦЭ в КНБК используются калибраторы, центраторы.

Расчетная схема

Условия эксплуатации КНБК в расчетной схеме задаются геометрией ствола скважины и системой действующих на него внешних сил.

Универсальным и общепринятым приемом упрощений внешних сил при расчете КНБК является введение сосредоточенных сил, заменяющих распределенные нагрузки, действующие на опорные устройства и долото. Такого рода упрощение правомерно для КНБК так как размеры рабочих поверхностей опорных устройств и долота малы по сравнению с общей длиной КНБК. Очевидно, что в реальной конструкции КНБК передача усилий в точке неосуществима, и сосре-

доточенная сила представляет собой понятие, свойственное только расчетной схеме. Основным приемом, упрощающим геометрическую форму КНБК, является приведение геометрической формы КНБК к схеме тонкого, упругого, обладающего собственным весом стержня. Схематизация опорных устройств и долота является составной частью выбора расчетной схемы, во многом определяющей соответствие полученного результата свойствам реальной конструкции КНБК.

Экспериментальными и аналитическими исследованиями установлено, что система «забой скважины – долото» по своим характеристикам близка к шарнирно-неподвижной опоре, а опорные устройства – к шарнирно-подвижным опорам.

Секции КНБК могут иметь различный диаметр, вес единицы длины и жесткость на изгиб. Поэтому в расчетной схеме каждый участок КНБК между опорами должен иметь задаваемые жесткостные, весовые и геометрические параметры. Расчетная схема должна учитывать особенности конструкции различных видов КНБК.

Таким образом, вид опор в расчетной схеме должен отражать перечисленные конструктивные особенности опорных устройств КНБК и отклонителя. Выбор расчетной схемы необходимо производить также с учетом решения следующих практических задач:

- оптимизация геометрических размеров КНБК и отклонителя;
- расчет деформаций, изгибающих моментов и перерезывающих сил в сечении КНБК;
- определение схемы взаимодействия КНБК со стволом скважины;
- определение силы сопротивления при перемещении КНБК в колонне обсадных труб;
- определение силы сопротивления при перемещении КНБК в прямолинейном или искривленном стволе скважины,

диаметр которого соответствует или превышает номинальный диаметр долота.

Для решения последних двух задач достаточно определить направление и величину опорных реакций КНБК при известных размерах и заданной геометрии ствола скважины.

При оптимизации КНБК определяются такие геометрические параметры, при которых обеспечиваются заданный критерий оптимизации и сохранение начального радиуса кривизны скважины независимо от величины зенитного угла. Вид упругой оси, изгибающие моменты и перерезывающие силы в каждом сечении КНБК, а также форма взаимодействия со стволом скважины определяются в результате решения системы дифференциальных уравнений.

Наиболее полно отвечает поставленным условиям и требованиям расчетная схема КНБК (рис. 21), в которой:

- форма изгиба оси КНБК плоская;
- КНБК нагружена продольными и поперечными распределенными и сосредоточенными силами;
- КНБК включает не более трех опор вместе с долотом;
- долото является шарнирной опорой, а остальные опоры – точечными;

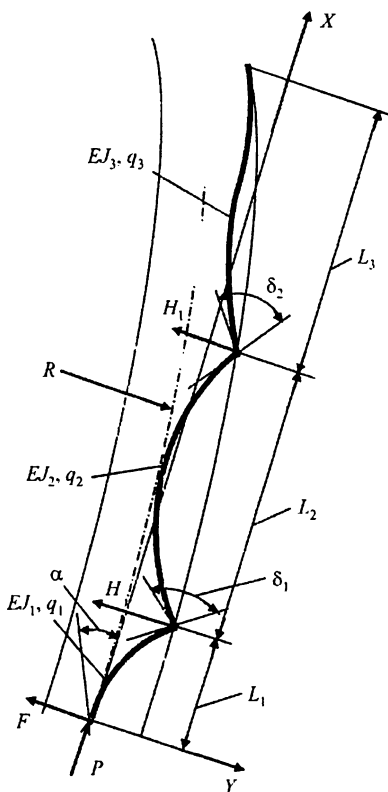


Рис. 21. Обобщенная схема КНБК

- ось ствола скважины прямолинейная или в виде дуги окружности;
- каждый участок КНБК имеет различную жесткость и изгиб, диаметр и вес единицы длины.

Методика расчета

В соответствии с расчетной схемой интегро-дифференциальное уравнение изгибающих моментов, действующих на КНБК для каждого его участка, имеет вид:

- для участка L_1 :

$$EJ_1 \cdot Y_1'' = -F \cdot X - P \cdot Y_1 + q_1 \times \\ \times \int_0^x [(Y_1 - y_1) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx;$$

- для участка L_2 :

$$EJ_2 \cdot Y_2'' = -F \cdot X - P \cdot Y_2 - H(X - L) + \\ + q_1 \cdot \int_0^x [(Y_2 - y_2) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx - (q_1 - q_2) \times \\ \times \int_0^x [(Y_2 - y_2) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx;$$

- для участка L_3 :

$$EJ_3 \cdot Y_3'' = -P \cdot Y_3 - x(F + H + H_1) + L_1(H + H_1) + L_2 \cdot H_1 + \\ + q_1 \cdot \int_0^x [(Y_3 - y_3) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx - (q_1 - q_2) \times \\ \times \int_0^x [(Y_2 - y_2) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx \times$$

$$\times \int_0^x [(Y_3 - y_3) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx.$$

После дифференцирования приведенных выше интегро-дифференциальных уравнений получим уравнения третьего порядка, которые для каждого из участков будут иметь вид:

– участок L_1 :

$$EJ_1 \cdot Y_1''' = -P \cdot Y_1' - F + q_1 \cdot X \cdot \sin \alpha + q_1 \cdot Y_1' \cdot \cos \alpha;$$

– участок L_2 :

$$EJ_2 \cdot Y_2''' = -P \cdot Y_2' - (F + H) + q_1 \cdot X \cdot \sin \alpha + q_1 \cdot X \cdot Y_2' \cdot \cos \alpha - \\ - (q_1 - q_2) (X - L) (\sin \alpha + Y_2' \cos \alpha);$$

– участок L_3 :

$$EJ_3 \cdot Y_3''' = -P \cdot Y_3' - (F + H - H_1) + q_1 \cdot X \cdot \sin \alpha + \\ + q_1 \cdot x \cdot Y_3' \cdot \cos \alpha - (q_1 - q_2)(X - L)(\sin \alpha + Y_3' \cos \alpha) - \\ - (q_1 - q_2)(X - L_1)(\sin \alpha + Y_3' \cos \alpha).$$

Обезразмеривание полученных дифференциальных уравнений третьего порядка для каждого участка отклонителя осуществлялось по параметрам EJ_1 и q_1 его первого участка (от долота) по формуле:

$$x = \frac{X}{m}; \quad Y = \frac{Y}{m \cdot \operatorname{tg} \alpha}; \quad Y' = \frac{Y'}{\operatorname{tg} \alpha}; \quad Y'' = \frac{m \cdot Y''}{\operatorname{tg} \alpha};$$

$$Y''' = \frac{m^2 \cdot Y'''}{\operatorname{tg} \alpha}; \quad P = \frac{P}{m \cdot q_1 \cdot \cos \alpha};$$

$$h = \frac{H}{m \cdot q_1 \cdot \sin \alpha}; \quad t = \frac{q_2}{q_1}; \quad J = \frac{q_3}{q_1};$$

$$f = \frac{F}{m \cdot q_1 \cdot \sin \alpha}; \quad m = \sqrt[3]{\frac{EJ_1}{q_1 \cdot \cos \alpha}},$$

где EJ_1 – жесткость на изгиб первого участка КНБК, кН/м;
 P – осевая нагрузка на долото, кН;
 q_1 – вес единицы длины КНБК с учетом плотности промывочной жидкости, кН/м;
 α – зенитный угол ствола скважины, град;
 F, H – поперечная реакция на долото и на ОЦЭ, кН;
 $x, y, y', y'', y''', p, h, h_1, f$ – безразмерные аналоги параметров $X, Y, Y', Y'', Y''', Y, P, H, H_1, F$ соответственно.

Таким образом, полученные безразмерные дифференциальные уравнения можно записать в виде:

– участок L_1 :

$$y_m^1 + y_1^1 \cdot (p - x) - x + f = 0;$$

– участок L_2 :

$$a \cdot y_2^m + y_2' \cdot (p - t \cdot x) - t \cdot x + h - 1 \cdot (y_2' + 1)(1 - t) = 0;$$

– участок L_3 :

$$b \cdot y^m + y_3' \cdot (p - j \cdot x) - j \cdot x + h_1 - 1 \cdot (y_3' + 1)(1 - t) - \\ - l_1 \cdot (y_3' + 1)(t - j) = 0,$$

где $\alpha = \frac{E \cdot J_2}{E \cdot J_1}; \quad b = \frac{E \cdot J_3}{E \cdot J_1}.$

В соответствии с расчетной схемой (см. рис. 21) и принятыми требованиями к геометрии опор условия сопряжения участков отклонителя в безразмерном виде могут быть записаны следующим образом:

в точке $x = 0$,

$$y = c,$$

$$y'' = 0.$$

На первой опоре:

– при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины:

$$y_1 = y_2 + z_1,$$

$$y_1 = y_2 + z_1 = d_1 - S \left[r - \sqrt{r^2 - l_1^2} \right];$$

– при касании опорным элементом стенки ствола скважины:

$$Y'_1 = Y'_2 - \delta_1;$$

$$Y''_1 = Y''_2 \cdot a.$$

На второй опоре:

– при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины:

$$y_2 = y_3 + z_2,$$

$$y_2 = y_3 + z_2 = d_2 - S \left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2)^2} \right];$$

– при касании опорным элементом стенки ствола скважины:

$$Y'_2 = Y'_3 - \delta_1;$$

$$Y''_2 = Y''_3 \cdot b.$$

В точке касания корпусом отклонителя или бурильных труб стенки ствола скважины:

$$Y_3 = d_3 + S \left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2} \right];$$

$$Y'_3 = \frac{S(l_1 + l_2 + l_3)}{\sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2}};$$

$$Y_3'' = \frac{S \cdot r^2}{\sqrt{\left[r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2 \right]^3}},$$

где d_2, d_2 – радиальный зазор между стенкой скважины и нижним и верхним опорным устройствами соответственно;

d_3 – радиальный зазор между стенкой скважины и корпусом забойного двигателя или бурильной трубой;

r – радиус кривизны ствола скважины;

l_3 – расстояние от верхнего опорного элемента до точки качания забойным двигателем (бурильной трубой) стенки ствола скважины;

l_1, l_2 – длина первого и второго участков КНБК соответственно;

s – идентификатор кривизны ствола скважины;

δ – угол перекоса осей искривленного переводника двигателя-отклонителя;

a – отношение жесткости на изгиб первого участка к жесткости второго участка;

b – отношение жесткости на изгиб первого участка к жесткости третьего участка;

z_1, z_2 – величина смещения осей секции КНБК относительно друг друга в поперечном направлении на первой и второй опорах соответственно;

t – смещение центра долота от оси скважины в поперечном направлении.

Если диаметры скважины и долота совпадают, то параметр t равен нулю.

В зависимости от формы оси скважины идентификатор s может принимать три значения: $-1, 1$ и 0 , которые соответствуют вогнутым, выпуклым и тангенциальным участкам проектного профиля скважины.

Параметры r и δ обезразмеривались по формуле:

$$r = R \cdot \operatorname{tg} \alpha / m_1,$$

$$\delta = \Delta / \operatorname{tg} \alpha.$$

Обезразмеривание параметров t , d_1 , d_2 , d_3 , z_1 и z_2 производилось так же, как обезразмеривание Y по формуле

$$y = Y/m \operatorname{tg} \alpha.$$

Метод решения дифференциальных уравнений (8) (10) заключается в следующем. На каждом участке КНБК искомая функция Y разлагается в ряд Тейлора вокруг начальной точки каждого участка: вокруг точки $x_0 = 0$ – для первого участка от долота; $x_0 = l_1$ – для промежуточного участка; $x_0 = l_r$ – для верхнего участка; при этом $l_r = l_1 + l_2$.

Функция имеет вид

$$y = y_0 + \frac{Y'_0}{1!}(x - x_0) + \frac{Y''_0}{2!}(x - x_0)^2 + \\ + \frac{Y'''_0}{3!}(x - x_0)^3 + \frac{Y^{(4)}_0}{4!}(x - x_0)^4 + \frac{Y^{(5)}_0}{5!}(x - x_0)^5 + \frac{Y^{(6)}_0}{6!}(x - x_0)^6$$

где $y = Y'_0$ – значения функции и ее i -производных в точке x_0 .

При решении системы уравнений для КНБК с заданными размерами определяются значения отклоняющей силы на долото, угла между осью долота и касательной к оси скважины, значение и направление реакций стенки ствола скважины на каждом опорном элементе, а также прогиб, угол поворота, изгибающий момент и перерезывающая сила в сечениях КНБК.

В зависимости от диаметра ствола скважины, ее кривизны и зенитного угла, параметров КНБК и осевой нагрузки на долото возможны различные варианты ее взаимодействия со стволом скважины (рис. 22).

Каждый вариант представляет собой отдельную задачу, которая решается с использованием системы приведенных выше дифференциальных уравнений и соответствующих конкретной схеме граничных условий. Сначала рассматривается основная схема, в которой обе опоры касаются стенки

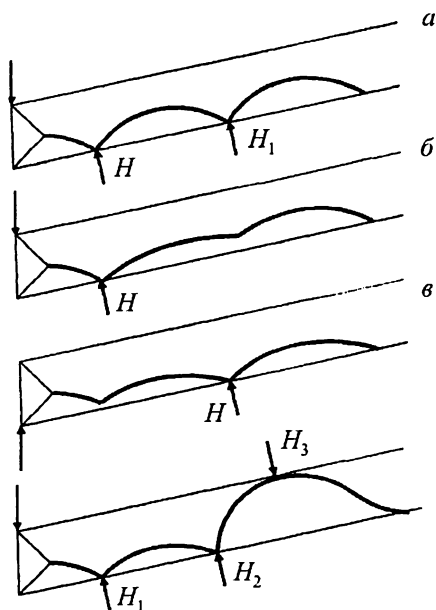


Рис. 22. Схема взаимодействия КНБК со стволом скважины

ствола скважины. Если при этом направление реакций на опорах не соответствует расчетной схеме, то дальнейший поиск решения осуществляется по схеме, в которой верхняя опора не взаимодействует со стволом скважины. При отрицательном результате КНБК рассчитывается по схеме, в которой нижняя опора не опирается на стенку ствола скважины. При этом при проведении расчетов по всем схемам производится проверка на выход оси первого участка КНБК за ствол скважины, а также появление дополнительной опоры при касании оси второго участка КНБК стенки ствола скважины. Зная значение функции, ее вторых и третьих производных в каждом сечении можно рассчитать изгибающий момент M и перерезывающую силу Q в каждом сечении КНБК и отклонителя по формулам:

$$M = EIY''$$

$$Q = EIY'''$$

Сила $F_{\text{ТР}}$ необходимая для перемещения КНБК и отклонителя в стволе скважины или в обсадной колонне, определяется из произведения суммы модулей всех поперечных опорных реакций на коэффициент трения n :

$$F_{\text{ТР}} = n \sum_{i=1}^{i=n1} i |P_i|.$$

Алгоритм оптимизационной задачи

В качестве критерия при оптимизации геометрических размеров КНБК может быть использовано условие на долоте, в соответствии с которым отклоняющая сила и угол между осями долота и касательной к оси скважины равны нулю. При этом создаются наиболее благоприятные условия для работы долота, так как горная порода разрушается только в направлении его оси. Сформулированный критерий оптимизации может быть выражен следующими граничными условиями на долоте (в точке $x = 0$): $y = 0$, $y' = 0$, $y'' = 0$, $y''' = 0$.

Граничные условия позволяют определить коэффициенты разложения функции для направляющего участка отклонителя.

При этом функция имеет вид

$$y = x^4/24 - p x^6/720.$$

Второй член выражения можно отбросить ввиду его малости. Отсюда длина направляющей секции КНБК в безразмерном виде может быть найдена из выражения

$$l = \sqrt[4]{24d_1},$$

где l – безразмерная длина;

d_1 – безразмерный диаметр.

В размерном виде длина направляющего участка КНБК рассчитывается по формуле

$$L = \sqrt{-B / R \sin \alpha + A},$$

где

$$A = \sqrt{[B / R \sin^2 \alpha + 2B \cdot (D_d - D)]} / \sin \alpha,$$

$$B = 6El_1/q_1,$$

где D_d – диаметр долота, м;

D – диаметр направляющей секции, м;

R – радиус искривления скважины, м.

Таким образом, для выполнения условий необходимо, чтобы длина направляющей секции КНБК соответствовала выражению. Из формулы следует, что длина направляющей секции зависит от диаметра долота и жесткости самой направляющей секции.

Условие равенства нулю только отклоняющей силы на долоте позволяет оптимизировать размеры КНБК с различной длиной направляющего участка и выбирать из ряда вариантов такую длину, которая удовлетворяет как конструктивным характеристикам забойного двигателя, так и условиям работы КНБК в скважине. С другой стороны, наличие угла перекоса долота в скважине ухудшает условия его работы, что снижает ресурс его работы. Однако, несмотря на это обстоятельство, использование критерия равенства нулю отклоняющей силы на долоте для оптимизации размеров КНБК в некоторых случаях оправдано, так как длина участка начального искривления, расположенного, как правило, в зоне залегания мягких горных пород, во многих случаях меньше нормативной проходки на долото.

Для случая равенства нулю отклоняющей силы на долоте решение осуществляется следующим образом.

Производится расчет КНБК в прямолинейном стволе скважины и по направлению отклоняющей силы определяет-

ся идентификатор (знак) кривизны ствола скважины для исследуемой КНБК. Затем расчет производится для ряда задаваемых значений радиуса кривизны ствола скважины до тех пор, пока направление отклоняющей силы не изменится на противоположное.

Поскольку зависимость отклоняющей силы от радиуса кривизны скважины близка к линейной, то, используя метод хорд, можно достаточно точно определить искомое значение радиуса (R), при котором отклоняющая сила равна нулю, по формуле

$$R = R_1 - \frac{F_1(R_1 - R_2)}{F_2 - F_1}.$$

9.11. Технология проводки горизонтального участка бокового ствола

Особенности проводки горизонтального интервала БС обусловлены следующими факторами:

- бурение проводится в продуктивном пласте;
- бурение осуществляется гидравлическим винтовым забойным двигателем;
- бурильная колонна имеет низкую жесткость на кручение;
- применение долот малого диаметра.

Указанные факторы определяют особенности проектирования, бурения, проведения инклинометрических, геофизических измерений и интерпретацию полученных результатов.

При бурении горизонтального участка в маломощном пласте необходимо применение управляемых с помощью телеметрической системы ориентируемых КНБК с забойным двигателем-отклонителем.

При использовании двигателя-отклонителя предусматривается поочередное вращение и скольжение (ориентированное бурение без вращения) отклоняющей КНБК, что по-

звolyет управлять траекторией бурения горизонтальной части БС.

При вскрытии пластов небольшой мощности целесообразно использование телеметрических систем, измеряющих в процессе бурения гамма-излучение и электрическое сопротивление горных пород. Это позволяет отслеживать продуктивный пласт в процессе проводки горизонтального участка БС и оперативно управлять траекторией бурения.

При проектировании и проводке горизонтального участка БС для предупреждения спирального изгиба бурильной колонны необходимо стремиться к тому, чтобы высота и длина волны искривления ствола были соответственно меньше и больше критических значений для используемых бурильных труб [4].

Эффективность транспорта шлама ламинарным потоком бурового раствора повышается в горизонтальной части БС при вращении бурильной колонны, при этом буровой раствор должен обладать вязкоупругими свойствами.

Прекращение циркуляции бурового раствора перед подъемом бурильной колонны допускается только в отсутствии признаков некачественной очистки БС:

- увеличение крутящего момента;
- зависание бурильной колонны;
- затрудненный запуск гидравлического забойного двигателя или его остановка;
- повышение плотности неутяжеленного бурового раствора на выходе из скважины;
- дефицит объема удаленного из бурового раствора шлама по сравнению с расчетным объемом выбуренной породы;
- пульсация расхода бурового раствора на выходе из скважины;
- скачки давления на выходе буровых насосов.

При спуско-подъемных операциях необходимо осуществлять промежуточные промывки БС в интервале критических

зенитных углов от 35 до 60° с одновременным вращением бурильной колонны.

Перед проведением каротажных работ и спуском хвостовика в скважину при вращении бурильной колонны последовательно прокачивают пачку бурового раствора с усиленными вязкоупругими свойствами. При этом плотность пачек бурового раствора должна соответствовать плотности бурового раствора, применявшегося в процессе бурения.

В случае низкой эффективности промывки горизонтального участка БС необходимо проводить проработку ствола от окна обсадной колонны.

9.12. Требования к бурильным трубам

Резьбовые соединения бурильных труб должны иметь необходимую износостойкость, обеспечивать их ремонт и реставрацию, в максимальной степени отвечать условиям взаимозаменяемости.

Эксплуатационные характеристики бурильных замков определяют по данным инструкции по расчету бурильных колонн [10], а также по техдокументации изготовителя.

При выборе типа бурильных замков следует учитывать необходимость прохождения по бурильной колонне приборов контроля за траекторией бурения и обеспечить минимальные гидравлические сопротивления.

Наружный диаметр бурильной колонны, обусловленный необходимостью обеспечения оптимальных гидравлических параметров промывки БС, определяется из соотношения

$$0,46D_{\text{ок}} \leq D \leq 0,67D_{\text{ок}} - 15,0 \text{ мм},$$

где $D_{\text{ок}}$ – наружный диаметр обсадной колонны из которой бурится БС, мм;

D – диаметр бурильной колонны, мм.

Рекомендуемые бурильные трубы для бурения из обсадных колонн диаметром 140; 146; 168 мм приведены в табл. 10.

Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурильных труб, мм	
	СБТ	УБТ
140	73	89,95
146	73	89,95
168	89	108, 114

Примечание. СБТ – стальные бурильные трубы; УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

При бурении забойными двигателями диаметр УБТ не должен превышать диаметр забойного двигателя.

Жесткость наддолотного участка УБТ должна быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение.

Компоновка бурильной колонны определяется условиями проводки БС, а также прочностными характеристиками труб и указывается в техническом проекте.

Прочность бурильной колонны определяется из условий статических и динамических нагрузок при спуско-подъемных операциях, а также в процессе вырезания «окна» и бурения БС.

Вырезание «окна» в обсадной колонне производится преимущественно роторным способом, а бурение БС осуществляется винтовым забойным двигателем, как в режиме скольжения бурильной колонны, так и при ее вращении. При проводке БС может возникнуть необходимость в проработке ствола роторным способом.

Статическая нагрузка на бурильную колонну максимальна в ее верхнем сечении в конце бурения БС.

Знакопеременные напряжения в бурильной колонне возникают при вырезании «окна» в обсадной колонне, в процессе бурения забойным двигателем-отклонителем с враще-

нием бурильной колонны и при проработке БС роторным способом.

В искривленных интервалах БС бурильные трубы работают в условиях изгиба.

Таким образом, в соответствии с условиями работы бурильная колонна испытывается на статическую прочность, выносливость и изгиб.

Силы сопротивления, возникающие при подъеме бурильной колонны, рассчитываются последовательно снизу вверх с учетом прижимающих усилий в искривленных интервалах БС.

Определение максимального крутящего момента при вырезании «окна» в обсадной колонне с помощью вырезающего устройства производится по формуле

$$M = \frac{P \cdot D \cdot \theta}{2000},$$

где M – крутящий момент, необходимый для вращения вырезающего устройства, кН·м;

P – сила резания, касательная к поверхности резания, кН;

D – диаметр обсадной колонны, м;

θ – количество резцов, шт.

Сила резания определяется экспериментальным путем и для обычных условий не превышает 5 кН.

При расчете бурильной колонны на изгиб следует учитывать, что в искривных интервалах БС наибольший изгибающий момент имеет место около бурильного замка.

Условия прочности бурильной колонны принимаются на основе 4-й теории прочности.

Запасы статической прочности при вырезании «окна» в обсадной колонне и проработке БС принимаются равными запасам прочности бурильной колонны при бурении.

При бурении БС двигателем-отклонителем с вращением бурильной колонны запас статической прочности принима-

ется как для роторного способа бурения. При проверочном расчете бурильной колонны рассчитывают нижнюю секцию на внутреннее и наружное давление, вычисляют напряжение растяжения и сжатия и соответствующие коэффициенты запаса прочности от действующих нагрузок. Затем определяют рациональную компоновку, т.е. длины секций колонн по допускаемым нагрузкам.

Принципы расчета и подбора бурильных труб приведены ниже. Особенности конструкции бурильных труб и их характеристики приведены в прил. 1 (табл. П28–П32).

9.13. Расчет бурильной колонны

Расчет бурильных труб производится согласно [10] («Инструкция по расчету бурильных колонн» 1997 г.).

Целью расчета является проверка выполнения условий статической прочности и прочности по усталости (при роторном способе бурения) бурильной колонны, гидравлических и технологических требований к ее конструкции.

Расчет на статическую прочность

При расчете бурильной колонны на статическую прочность осевые растягивающие нагрузки и напряжения рассчитывают для момента отрыва долота от забоя (расчету подлежат верхние сечения секций колонны бурильных труб) и подъема бурильной колонны (расчету подлежат сечения в верхних точках участков искривления).

В наклонно направленных и горизонтальных БС наибольшую растягивающую нагрузку Q_r рассчитывают последовательно снизу вверх до рассматриваемого сечения колонны бурильных труб для момента отрыва инструмента от забоя.

В поперечном сечении произвольной секции колонны бурильных труб значение Q_r рассчитывается по следующим формулам:

1. На вертикальном участке

$$Q_r = K \cdot q_i \cdot l_i \cdot \left[1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{ст}}} \right] + \Delta p \cdot F_K + Q_K,$$

где K – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции;

q_i – приведенный вес одного метра бурильной трубы i -й секции, кг;

l_i – длина i -й секции бурильных труб на данном участке, м;

$\gamma_{\text{ж}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$\gamma_{\text{ст}}$ – плотность материала бурильной трубы i -й секции, кг/м³;

Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте, МПа;

F_K – площадь поперечного сечения канала трубы, м²;

Q_K – усилие, обусловленное нагрузками на предыдущем интервале, Н. Если участок является призабойным, то

$$Q_K = Q_{\text{КНБК}},$$

где $Q_{\text{КНБК}}$ – растягивающая нагрузка от веса КНБК (рассчитывается также с учетом веса в жидкости и типа участка профиля, на котором располагается), Н.

2. На прямолинейном наклонном участке

$$Q_r = K \cdot q_i \cdot l_i (\mu_i \cdot \sin \alpha + \cos \alpha) \left[1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{ст}}} \right] + \Delta p \cdot F_K + Q_K,$$

где μ_i – коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины.

3. На участке увеличения кривизны:

а) при $\alpha_* \leq \alpha \leq \alpha_K$

$$Q_r = K \cdot q_i \cdot R \times$$

$$\times \frac{1-\gamma_{ж}/\gamma_{ст}}{1+\mu^2} \left[2 \cdot \varphi^{(+)} \cdot e^{PC} + 2p \cdot \cos \alpha - (1-\mu^2) \cdot \sin \alpha \right],$$

б) при $\alpha_{Н*} < \alpha \leq \alpha_*$

$$Q_p = K \cdot q_i \cdot R \frac{1-\gamma_{ж}/\gamma_{ст}}{1+\mu^2} \times \\ \times \left[2\varphi^{(+)} \cdot e^{\mu\alpha_K} + 2\mu \cdot \cos \alpha e^{\mu\alpha} - 2\mu \cdot \cos \alpha - (1-\mu^2) \cdot \sin \alpha \right],$$

где

$$\varphi^{(+)} = \\ = \frac{1}{2} \left[\frac{Q_K}{K \cdot q_1 \cdot R} \times \frac{l+\mu^2}{l-\gamma_{ж}/\gamma_{ст}} - 2\mu \cdot \cos \alpha_K + (1-\mu^2) \cdot \sin \alpha_K \right] \cdot e^{\mu\alpha_K},$$

α – угол наклона профиля скважины в рассчитываемом сечении, рад;

α_* – назначение угла, при котором происходит переход прилегания колонны бурильных труб от нижней к верхней стенке скважины, рад; величину α_* определяют из трансцендентного уравнения

$$(\sin \alpha_H - \mu \cdot \cos \alpha_K) \cdot e^{\mu\alpha_K} = \varphi^{(+)},$$

где α_H и α_K – соответственно начальное и конечное значение угла на искривленном участке, рад;

R – радиус кривизны участка, м.

4. На участке уменьшения кривизны

$$Q_r = K \cdot q_i \cdot R \times \\ \times \frac{1-\gamma_{ж}/\gamma_{ст}}{1+\mu^2} \left[2 \cdot \varphi^{(-)} \cdot e^{PC} - 2\mu \cdot \cos \alpha + (1-\mu^2) \cdot \sin \alpha \right],$$

где

$$\varphi^{(-)} = \frac{1}{2} \times \\ \times \left[\frac{Q_K}{K \cdot q_1 \cdot R} \frac{l+\mu^2}{l-\gamma_{ж}/\gamma_{ст}} - 2\mu \cdot \cos \alpha_K - (1-\mu^2) \cdot \sin \alpha_K \right] \cdot e^{-\mu\alpha_K}.$$

Проверка выполнения условий статической прочности на верхней границе искривленного участка при подъеме буровой колонны ведется по следующим зависимостям:

а) при роторном бурении

$$\sigma_{\Sigma} = 1,08\sigma_p + \sigma_H \leq [\sigma],$$

б) при бурении забойным двигателем

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_p + \sigma_H \leq [\sigma],$$

в) для обоих случаев имеем:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_r}{K}; \quad \sigma_p = \frac{Q_p}{F},$$

где $[\sigma]$ – допустимое напряжение, МПа;

σ_r – предел текучести материала буровой трубы, МПа;

K – нормативный коэффициент запаса трубы, МПа;

σ_p – напряжение растяжения в теле буровой трубы, МПа;

F – площадь поперечного сечения тела буровой трубы, м^2 ;

σ_H – напряжение изгиба в теле буровой трубы, МПа.

Вычисляется по следующей формуле:

$$\sigma_H = \frac{M_H}{W_H},$$

где W_H – осевой момент сопротивления, м^2 ;

M_H – наибольший изгибающий момент (ИМ), который рассчитывается следующим образом:

а) при $Q_p \leq T_{C1}$:

$$T_{C1} = 3,84 \cdot 10^{-3} \cdot E \cdot I \cdot R \frac{S}{S^4},$$

$$M_H = \frac{E \cdot I}{100R} \left[I + \frac{25Q_p \cdot S^2}{3E \cdot I} \right],$$

где T_{C1} – первая критическая нагрузка, соответствующая касанию бурильной трубы посередине между замками (или замком и протектором) стенки скважины, Н;

E – модуль упругости материала трубы, МПа;

I – осевой момент инерции сечения трубы, м⁴;

S – длина бурильной трубы между замками (или замком и протекторами), м;

$$\zeta = \frac{D_3 - D}{2},$$

D_3 – наружный диаметр замка бурильной трубы, м;

D – наружный диаметр бурильной трубы, м;

б) при $T_{C1} \leq Q_P \leq T_{C2}$:

$$T_{C2} = 3T_{C1},$$

$$M_{\text{и}} = \frac{E \cdot I}{100R} \left[I + \frac{3R \cdot \delta}{125S^2} + \frac{25Q_P \cdot S^2}{12E \cdot I} \right],$$

где T_{C1} – вторая критическая нагрузка, соответствующая началу прилегания бурильной трубы посередине между замками (или замком и протектором) к стенке скважины, Н.

в) $T_{C1} \leq Q_P \leq T_{C2}$:

$$M_{\text{и}} = \frac{E \cdot I}{100R} \left[I + \sqrt{\frac{Q_P \cdot R}{5E \cdot I}} \right].$$

Расчет на усталость

Сопротивление усталости бурильной колонны, находящейся при роторном бурении под действием переменных во времени нормальных напряжений от изгиба, постоянных напряжений от кручения, характеризуется расчетным значением коэффициента запаса, определяемым по формуле

$$K = \frac{K_{\sigma} \cdot K_{\tau}}{\sqrt{K_{\sigma}^2 + K_{\tau}^2}},$$

где K_σ – запас прочности по нормальным напряжениям, вычисляемый в предположении, что касательные напряжения отсутствуют;

K_τ – запас прочности по касательным напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} \left(1 + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} \frac{\sigma_m}{\sigma_a} \right)^{-1}$$

где σ_{-1} – предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба с вращением по данным натуральных испытаний, МПа;

σ_B – предел прочности (временное сопротивление).

σ_a – предел амплитуды переменных напряжений изгиба, МПа;

σ_m – постоянное напряжение от растяжения (знак «+») или сжатия (знак «-») буровой колонны.

$$\sigma_a = \sigma_H;$$

$$\sigma_m = \sigma_P.$$

В данном случае изгибающий момент M_H возникает в результате потери буровой колонной прямолинейной формы при вращении:

$$M_H = \frac{\pi^2 \cdot f \cdot E \cdot l}{10^5 \cdot L^2},$$

$$L = \left[\frac{\pi}{\omega} \sqrt{0,1 \omega \sqrt{\frac{E \cdot l \cdot g}{q_1}}} \right] \times$$

$$\times \left(\sqrt{1 + \left(\frac{Q_P}{0,2 \omega \sqrt{\frac{E \cdot l \cdot q_1}{g}}} \right)^2} \pm \left(\frac{Q_P}{0,2 \omega \sqrt{\frac{E \cdot l \cdot q_1}{g}}} \right) \right),$$

где f – коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины, $f = \frac{D_c - D_1}{2}$ (D_c – диаметр скважины, м);

ω – угловая скорость (c^{-1}), $\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}$,

n – вращения колонны, об/с.

$$K_\tau = \frac{\omega_T}{\sigma_P \sqrt{\zeta_\tau}},$$

где ζ_τ – коэффициент, учитывающий влияние касательных напряжений на уровень напряженного состояния бурильной трубы. Можно принимать движение касательных скважин $\zeta_\tau \approx 1,04$; для наклонно направленных $\zeta_\tau = 1,10$.

При статическом нагружении бурильной колонны осевой растягивающий, крутящим моментом и при наличии ее изгиба значения запаса прочности должны быть не меньше нормативных значений, приведенных в табл. 11.

Таблица 11

Нормативные запасы прочности

Строительство скважины	Способ бурения	
	забойным двигателем	роторным способом
На суше и на море со стационарных оснований	1,4	1,5

Запас прочности бурильной колонны при спуске частей обсадных колонн принимается равным запасу прочности бурильной колонны при забуривании двигателем.

Запасы статистической прочности колонны для операций калибровки, отбора керна и разбуривания цемента принимаются равными запасу прочности при бурении.

Расчет колонны бурильных труб на допустимые внутреннее и наружное избыточное давления

Допустимые избыточное наружное РНД и внутреннее РВД давления – обсадной трубы составляют соответственно:

$$P_{\text{НД}} = \frac{P_{\text{кр}}}{K_{\text{д}}} \text{ и } P_{\text{ВД}} = \frac{P_{\text{Т}}}{K_{\text{д}}},$$

где $P_{\text{НД}}$ – критическое наружное давление, МПа, определяется по формуле

$$P_{\text{кд}} = 0,9625E \frac{\delta}{D} \left[A - \sqrt{A^2 - B} \right],$$

где $A = \frac{\sigma_{\text{Т}}}{E} + 0,8471 \left(1,55c + \frac{\delta}{D} \right) \frac{\delta}{D}$; $B = 3,3884 \frac{\sigma_{\text{Т}}}{E} \left(\frac{\delta}{D} \right)^2$ c – овальность;

$P_{\text{Т}}$ – предельное (соответствующее пределу текучести материала) внутреннее давление, МПа, определяется по формуле

$$P_{\text{Т}} = 0,875 \cdot \sigma_1 \frac{2\delta}{D},$$

$K_{\text{д}}$ – нормативный запас прочности при воздействии на трубу наружного и внутреннего избыточных давлений, составляет 1,15.

Далее проверяется выполнение условий:

$$P_{\text{Н}} \leq P_{\text{НД}} \text{ и } P_{\text{В}} \leq P_{\text{ВД}},$$

где $P_{\text{Н}}$ и $P_{\text{В}}$ – действующие на бурильные трубы избыточные наружное и внутреннее давления соответственно, МПа.

10. МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ (МЗС)

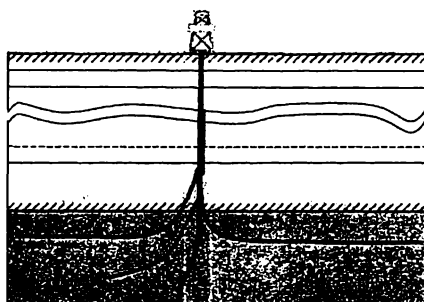
При многозабойном бурении несколько наклонных или горизонтальных стволов вскрывают один или несколько продуктивных пластов из общего ствола скважины с целью кратного увеличения добычи нефти.

Схему МЗС определяют следующие факторы:

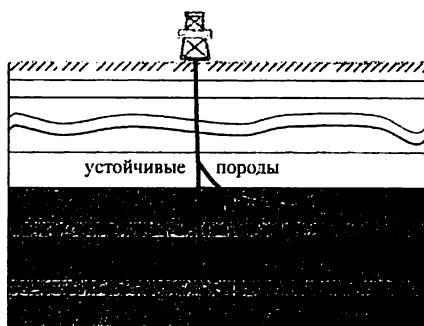
- профиль основного ствола;
- положение точек забуривания боковых стволов;
- профиль боковых стволов.

Основными факторами для выбора схемы МЗС и профиля ее основного и боковых стволов являются геологические характеристики конкретного месторождения, условия его эксплуатации, с одной стороны, и возможности современного уровня техники и технологии бурения, крепления, освоения и ремонта МЗС – с другой.

Типовые схемы МЗС разделяются на разветвленные (рис. 23, а) и многоярусные (рис. 23, б).



а



б

Рис. 23. Многозабойная скважина:
а – разветвленная; б – многоярусная

Разветвленные МЗС включают основной ствол и боковые стволы, точки забуривания которых расположены над продуктивными пластами.

Точки забуривания боковых стволов у многоярусных МЗС могут располагаться непосредственно в продуктивном пласте или между продуктивными пластами в многопластовой залежи.

Ниже приведены типовые схемы многозабойных скважин с ответвлениями из основного горизонтального ствола. Данные типы многозабойных скважин называются радиально-горизонтальными скважинами (РГС).

1. РГС с восходящими радиальными ответвлениями для месторождений с высоковязкой нефтью и гравитационным режимом эксплуатации, имеющих мощность пласта от нескольких метров до нескольких десятков метров (рис. 24).

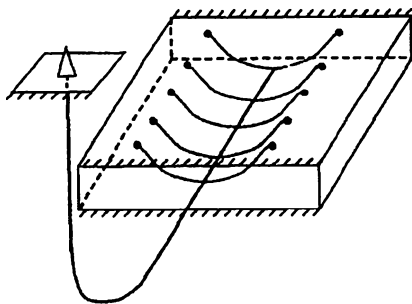


Рис. 24. РГС с восходящими радиальными ответвлениями

2. РГС с пространственно расположенными радиальными ответвлениями для нефтяных месторождений с литологически изолированными залежами, а также для карбонатных коллекторов, имеющих неравномерную проницаемость (рис. 25).

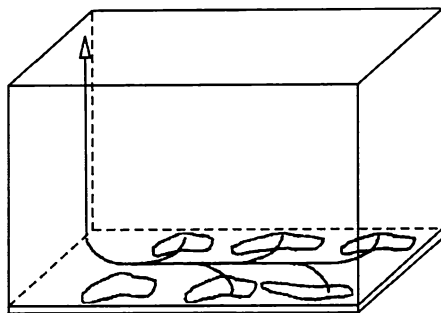
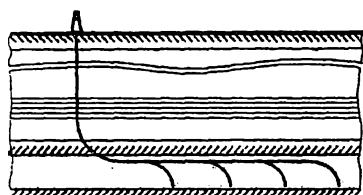


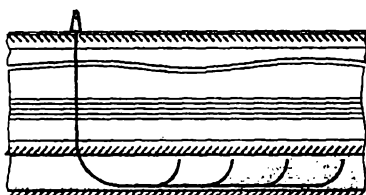
Рис. 25. РГС с пространственно расположенными радиальными ответвлениями

3. РГС для нефтяных и газовых месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора.

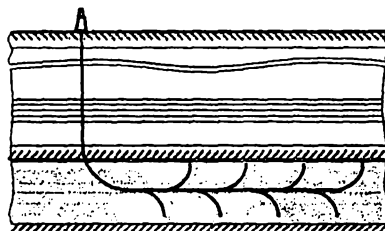
Горизонтальный ствол расположен в верхней, наиболее продуктивной части коллектора, а радиальные ответвления вскрывают продуктивный пласт до подошвы. Применяется на нефтяных площадях, не имеющих газовой шапки (рис. 26, а).



а



б



в

Рис. 26. РГС для нефтяных и газовых месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора

Горизонтальный ствол расположен в нижней, наиболее продуктивной части коллектора, а радиальные ответвления вскрывают продуктивный пласт до кровли или до газовой шапки при ее наличии (рис. 26, б).

Горизонтальный ствол расположен в средней, наиболее продуктивной части пласта, имеющего большую мощность, а радиальные ответвления вскрывают нефтенасыщенные линзы и часто переслаивающиеся нефтенасыщенные слои песчаников, изолированные от основной части пласта слоями глин (рис. 26, в).

Каждый из указанных выше профилей РГС может быть применен также и для разрезания залежи при использовании в качестве нагнетательных скважин при блочном заводнении пласта, а также для изоляции водоплавающих залежей и нефтяных зон нефтегазовых месторождений.

4. РГС для эксплуатации маломощных (менее 5 м) нефтегазосодержащих пластов, имеющих сложную пространственную форму. Горизонтальный ствол расположен над кровлей пласта в устойчивых непроницаемых горных породах, радиальные ответвления вскрывают пласт наклонно или вертикально. Радиальные ответвления могут эксплуатироваться совместно или поочередно (рис. 27).

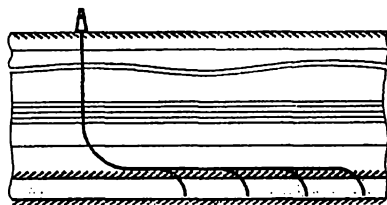


Рис. 27. РГС для эксплуатации маломощных (менее 5 м) нефтегазосодержащих пластов

5. РГС для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью. Радиальные ответвления размещены в вер-

тикальной плоскости. Применяется для нефтяных залежей, имеющих большую (более 50 м) мощность. Возможны два варианта применения этой схемы: закачка теплоносителя осуществляется сверху вниз, как это показано на схеме, и снизу вверх (рис. 28).

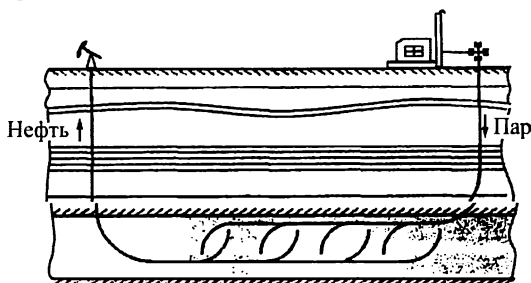


Рис. 28. РГС для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью

6. РГС для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью большой мощности. РГС расположены в кровельной и подошвенной частях пласта. В среднюю часть пласта через нагнетательные горизонтальные скважины закачивается пар. В качестве нагнетательной скважины может быть использована РГС (рис. 29).

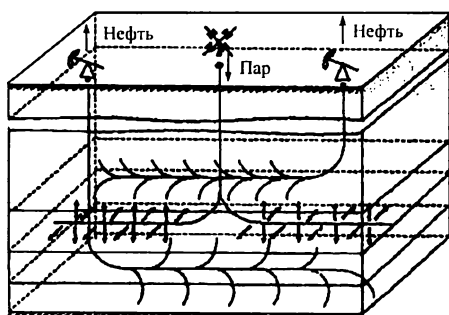


Рис. 29. РГС для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью большой мощности

7. РГС для паротеплового воздействия на пласт небольшой мощности с высоковязкой нефтью. Радиальные ответвления нагнетательной и эксплуатационной РГС расположены в горизонтальной плоскости, причем радиальные ответвления нагнетательной РГС располагаются между радиальными ответвлениями эксплуатационной РГС (рис. 30).

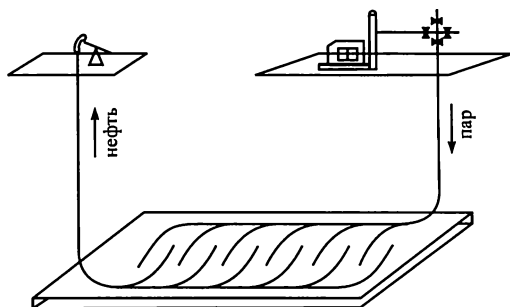


Рис. 30. РГС для паротеплового воздействия на пласт небольшой мощности с высоковязкой нефтью

8. Нагнетательная РГС для вертикального вытеснения нефти к горизонтальным эксплуатационным скважинам. Применяется в нефтяных пластах большой мощности с подошвенной водой (рис. 31).

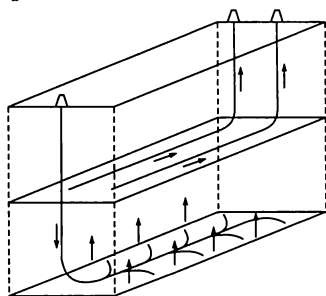


Рис. 31. Нагнетательная РГС для вертикального вытеснения нефти к горизонтальным эксплуатационным скважинам

11. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

11.1. Буровое навигационное оборудование

11.1.1. Телеметрические системы

Для измерения траекторных и технологических параметров бурения, а также геофизических параметров горных пород в процессе бурения скважин применяют забойные телеметрические системы (далее – телесистемы).

По составу измеряемых параметров телесистемы разделяются:

- на навигационные;
- навигационно-технологические;
- универсальные.

Телесистема включает следующие основные узлы:

- забойный модуль с датчиком измерения параметров;
- источники питания;
- наземную аппаратуру;
- канал связи забойного модуля с забойной аппаратурой;
- технологическую оснастку.

Навигационные телесистемы регистрируют до четырех параметров:

- зенитный угол ствола скважины (наклон корпуса телесистемы);
- азимут ствола скважины (азимут корпуса телесистемы);
- азимут направления отклонителя;
- угол установки двигателя-отклонителя.

Навигационно-технологические телесистемы дополнительно измеряют следующие параметры:

- осевая нагрузка на долото;
- частота вращения долота (вала забойного двигателя);
- момент на долоте;
- температура на забое;

– забойное давление внутри и снаружи бурильной колонны.

Универсальные телесистемы кроме траекторных и технологических параметров контролируют геофизические параметры:

- естественное гамма-излучение горных пород; кажущееся сопротивление (КС) горных пород;
- сопротивление поляризации (ПС); электромагнитный каротаж;
- гамма-гамма каротаж;
- нейтронно-нейронный каротаж;
- акустический каротаж;
- кавернометрия.

Применяемые телесистемы подразделяются и отличаются друг от друга типом используемого канала связи забойного модуля с наземной аппаратурой:

- кабельный канал связи – ККС;
- гидравлический канал связи – ГКС;
- электромагнитный канал связи – ЭКС.

Современные телесистемы изготавливаются в модульном исполнении. В зависимости от сложности скважины к основному забойному навигационному модулю, при необходимости, присоединяются модули геофизических и технологических параметров.

Модульное исполнение телесистем с полной совместимостью модулей дает возможность приобретать его в любом наборе в виде отдельных секций или полностью комплект.

Имеются телесистемы, в которых каротажные данные накапливаются и хранятся на забое и считываются на поверхности при смене долота. Такие телесистемы проще по конструкции и дешевле. Однако их серьезным недостатком является то, что они не позволяют вести непрерывный анализ измеряемых данных непосредственно в процессе бурения, вследствие чего возникает вероятность пропуска наибо-

лее благоприятной глубины спуска обсадной колонны. Основные технические характеристики телесистем приведены в табл. П2–П5.

11.1.2. Инклинометры

Для измерения траекторных параметров открытого БС или в колонне бурильных труб применяются инклинометры.

Инклинометры разделяются по принципу работы датчиков азимута – на магнитные и гироскопические.

Магнитные инклинометры измеряют зенитный угол и азимут скважины (положение корпуса инклинометра) в открытом стволе скважины или в немагнитной УБТ или в ЛБТ. Некоторые инклинометры измеряют и угол установки отклонителя, для чего они снабжаются наконечником и посадочным гнездом для фиксации его направления с направлением действия отклонителя (меткой).

Гироскопические инклинометры (см. прил. 1) отличаются от магнитных инклинометров тем, что в качестве датчика азимута используется гироскопы.

В качестве канала связи между забойным модулем и наземной аппаратурой инклинометров применяется геофизический кабель.

11.2. Вырезающие устройства и расширители

Вырезающие устройства типа УВУ

Вырезающие устройства типа УВ и УВУ (ОАО НПО «Буровая техника ВНИИБТ») предназначены для вырезания участков обсадных колонн с целью забуривания БС, а также для отрезания части обсадной колоны при выполнении изоляционных работ и т.п. (рис. 32).

Вырезающие устройства УВУ представляют собой изделия с раздвижными резцами, работающие при прокачивании бурового раствора и вращении в обсадной колонне.

Вырезающие устройства УВУ (рис. 32) разработаны для обсадных колонн диаметром 140, 146, 168 мм (см. прил. 1).

Могут поставляться в комплекте с расширителем.

Устройства вырезающие гидравлические

Устройства вырезающие гидравлические (УВГ) производства ОАО НПП «Бурсервис» (см. прил. 1) предназначены для вырезания участка обсадной колонны по всему сечению для последующего забурирования боковых стволов (рис. 33). Представляют собой гидравлическое устройство, в котором режущие лопасти выдвигаются в рабочее положение за счет давления промывочной жидкости, а полное раскрытие лопастей фиксируется падением давления на манометре напорной линии манифольда. Устройство поставляется с обратным клапаном для предотвращения зашламовывания механизма при остановке циркуляции и комплектом центраторов для различных толщин стенок обсадных труб. Режущие лопасти легко заменяются в условиях буровой.

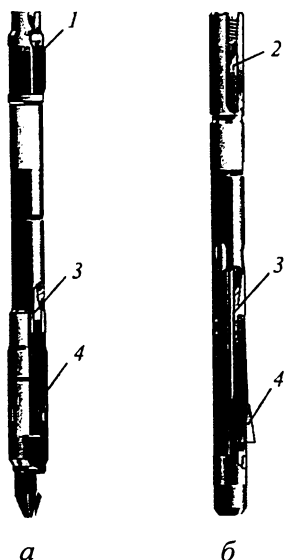


Рис. 32. Вырезающие устройства: а – тип УВУ; б – тип УВ-114; 1 – центратор; 2 – поршень; 3 – толкатель; 4 – резец



Рис. 33. Вырезающие устройства УВГ

Фрезеры раздвижные гидравлические (ФР)

Фрезеры раздвижные гидравлические производства НПП «Азимут» (см. прил. 1), предназначены для вырезания участка обсадной колонны по всему сечению в любом интервале ствола скважины для последующего забуривания боковых стволов (рис. 34). Фрезер поставляется с обратным клапаном и комплектом центраторов. Представляет собой гидравлическое устройство, в котором за счет перепада давления промывочной жидкости режущие лопасти выдвигаются в рабочее положение. Полное раскрытие лопастей фиксируется падением давления на манометре напорной линии манифольда. Режущие лопасти заменяются в условиях буровой.



Рис. 34. Вырезающие устройства ФР



Рис. 35. Вырезающие устройства РР: 1 – корпус вырезающего устройства; 2 – толкатель; 3 – корпус расширителя; 4 – лопасть; 5 – центратор

Расширители раздвижные типа РР

Расширители раздвижные производства ОАО НПО «Буровая техника» (см. прил. 1) используются для расширения

отдельных интервалов скважины после вырезания участка обсадной колонны вырезающим устройством с целью улучшения условий забуривания и крепления БС, а также изоляции пластов (рис. 35).

Раздвижные расширители собираются совместно с деталями вырезающего устройства путем замены корпуса с резцами для резания металла на корпус с лопастями для разбуривания горных пород.

Расширители раздвижные гидравлические (РРГ)

Расширители раздвижные гидравлические производства НПП «Азимут» (см. прил. 1), предназначены для увеличения диаметра ствола скважины в необсаженной части в любом интервале (рис. 36). Применяются для расширения боковых стволов из ранее пробуренных обсаженных скважин, а также для расширения в продуктивном интервале с целью увеличения дебита скважины.

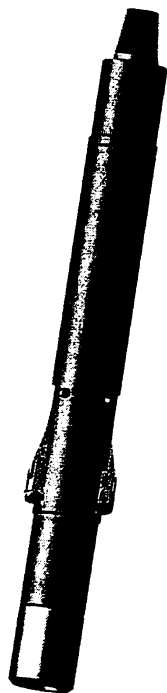


Рис. 36. Вырезающие устройства РРГ

11.3. Породоразрушающий инструмент

11.3.1. Долота

Для бурения БС из эксплуатационной колонны диаметром 168 мм используются долота размером как 139,7 мм, так и 144 мм с герметизированными опорами. Необходимость применения опор этого типа продиктована тем, что они в малом габарите являются наиболее надежными, износостойкими в достаточном для получения приемлемой механической скорости диапазоне нагрузок, а также защищенными от воз-

возможного попадания мелкого абразивного шлама в полость опоры.

Поскольку разбурываемые породы при строительстве боковых стволов скважин – это глины, песчаники, алевролиты и аргиллиты, относящиеся в основном к средней категории твердости, то рекомендуются долота с фрезерованным упрочненным вооружением.

Возможны три схемы промывки забоя скважины:

- симметричная периферийная схема с тремя насадками;
- асимметричная схема с двумя насадками;
- центральная схема промывки.

Наиболее предпочтительными являются асимметричная и центральная схемы, наиболее универсальные как с точки зрения выноса шлама из зоны долота, так и с точки зрения очистки вооружения долота от сальника.

Использование двух периферийных насадок вместо трех позволяет увеличить диаметры их отверстий, что практически исключает их забивание, делает более удобным их выбор для расходов промывочной жидкости, определяемых потребностями винтового забойного двигателя.

Центральная схема промывки, особенно с центральной насадкой, также служит этим целям, однако несколько ослабляется гидравлическое воздействие на периферийные венцы шарошек с целью их очистки от сальника.

Выбор конкретной схемы промывки долота должен определяться описанными условиями и характером образующегося шлама, непосредственно из геологических особенностей разбурываемого интервала.

При использовании периферийной схемы промывки рекомендуемая скорость истечения промывочной жидкости может находиться в диапазоне 40–50 м/с, а при центральной промывке – в диапазоне 30–40 м/с. Расход промывочной жидкости при этом в пределах 10–12 л/с.

Рекомендуемая нагрузка на долото 139,7 мм составляет 4–6 т, на долото 144 мм – 6–7 т.

Для долот диаметром 120,6 мм, 124 мм при выходе из колонн 140 и 146 мм следует исходить из тех же условий, которые были описаны выше с учетом снижения нагрузки на долото в процессе бурения до 3–4 т при использовании винтовых забойных двигателей (ВЗД) диаметром 95 мм с соответствующими характеристиками по частотам вращения и расходу промывочной жидкости.

Также при бурении боковых стволов широко используются алмазные долота, вооружение которых может состоять из алмазно-твердосплавных пластин, природных или синтетических алмазов, и бицентричные буровые долота.

Применение бицентричных долот имеет ряд особенностей.

В технологическом плане важной особенностью является бурение при пониженных нагрузках. Это объясняется необходимостью стабилизации ствола и предотвращения самопроизвольного его искривления, поскольку обычные стабилизирующие и опорно-центрирующие устройства при использовании бицентричных долот применять не удастся. Практически основным стабилизирующим ствол элементом является «пилотная» (нижняя) часть бицентричного долота, что в средних и, в особенности, в мягких породах не является надежным средством стабилизации. Кроме того, чем больше разница между диаметрами «пилотной» и расширительной части бицентричного долота, тем больше опасность самопроизвольного искривления ствола. При этом рекомендуемые нагрузки на долото при бицентричном бурении могут быть ниже обычных на соответствующий типоразмер долота в 2–4 раза.

Что касается гидравлики долота и призабойной зоны, то следует учесть, что в значительном числе бицентричных долот имеются верхние насадки, предназначенные для очистки

вооружения расширительной части. Эти насадки направлены наружу по направлению к стволу скважины и могут явиться причиной размыва ее стенок. Это важное обстоятельство, особенно опасное для условий бурения мягких, слабосцементированных пород, требует снижения и скорости истечения промывочной жидкости из насадок до значений порядка 30–35 м/с. Эта скорость истечения вполне достаточна для очистки резцов PDC расширительной части долота, но не способствует интенсивному стройно-механическому размывающему воздействию на стенки скважины. Расход промывочной жидкости при бурении бицентричными долотами выбирается как и при обычном бурении, исходя из требований очистки и выноса шлама с забоя и затрубном пространстве и требований забойного гидравлического двигателя.

Рекомендуемые типоразмеры шарошечных, алмазных и бицентричных долот и режимы бурения на примере компаний ОАО «Волгабурмаш», ОАО НПО «Буровая техника», СП ЗАО «УДОЛ» и Hughes Christensen приведены в прил. 1.

11.3.2. Калибраторы

Калибратор – породоразрушающий инструмент, устанавливаемый непосредственно над долотом и предназначенный для центрирования его в скважине и для выравнивания и калибровки стенки скважины. Калибраторы существенно снижают поперечные колебания долот.

Лопастные калибраторы бывают трех-, четырех- и шестилопастными; с прямыми лопастями и спиральными. Вооружение лопастей может быть твердосплавным, алмазным и ИСМ. Основные типоразмеры и технические характеристики калибраторов приведены в прил. 1.

11.3.3. Расширители

Расширителем называется породоразрушающий инструмент для увеличения диаметра скважины, предварительно пробуренной инструментом меньшего диаметра. Расширители могут быть режуще-скалывающего, истирающе-режущего и дробяще-скалывающего действия.

Расширители могут изготавливаться раздвижными. Они могут находиться в транспортном (сложенном) положении, в котором расширитель спускается в скважину, и в рабочем (раскрытом) положении. Такие инструменты позволяют расширять скважину в нужных интервалах. Они применяются для исправления формы поперечного сечения ствола скважины, для расширения его в интервалах залегания неустойчивых горных пород и для улучшения условий спуска и цементирования обсадных колонн.

Основные типоразмеры и технические характеристики расширителей приведены в прил. 1.

11.4. Гидравлические забойные двигатели

Для бурения БС из эксплуатационных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм используют гидравлические винтовые забойные двигатели (далее – ГВЗД) диаметром до 127 мм.

ГВЗД состоят из шпиндельной и двигательной секции. В двигательной секции расположен статор и ротор, а в шпиндельной – вал с осевыми и радиальными опорами. Корпуса двигательной и шпиндельной секции связаны жестким прямым или искривленным переводником, а вал шпинделя и ротор двигательной секции – посредством шарнирного узла или гибкого вала (торсиона).

Шпиндель может быть выполнен с проточной и маслонаполненной опорой.

Специальные ГВЗД выполняются, как правило, в варианте двигателя-отклонителя с установкой между двигатель-

ной и шпиндельной секциями регулируемого механизма искривления с возможностью изменения угла искривления от 0 до 3° непосредственно на буровой.

Большое значение для двигателей-отклонителей имеют параметры шпиндельной секции: длина нижнего плеча двигателя от долота до места искривления, жесткость и износостойкость радиальных опор, расстояние от долота до нижней опоры. Специальные ГВЗД для бурения горизонтальных БС имеют, как правило, укороченный шпиндель с усиленными радиальными опорами. Нижняя радиальная опора в новых ГВЗД максимально приближена к долоту, выполняется в виде пары «металл – металл» с армированием сопряженных поверхностей твердым сплавом. Верхняя радиальная опора выполнена резино-металлической с покрытием втулки твердым износостойким хромом. Шпиндель оснащается центратором.

Для эффективной работы с вырезающим инструментом в большинстве современных ГВЗД используются удлиненные винтовые рабочие пары «ротор – статор», позволяющие развивать большие моменты на выходном валу двигателя и мощность. Длина активной части статора (длина резиновой обкладки) двигательной секции диаметром 76, 106 и 127 мм составляет 2000 мм. Кроме повышенной мощности и крутящего момента применение удлиненных рабочих пар позволяет уменьшить контактные напряжения, снизить темп износа рабочих поверхностей, а также создает возможность отработки пар до больших зазоров.

Для расширения эксплуатационных возможностей, определяемых технологией бурения БС, в ГВЗД могут применяться рабочие пары с различным кинематическим отношением (числом зубьев ротора и статора). Основное преимущество таких ГВЗД – возможность в производственных условиях собирать двигатели с различной скоростью вращения.

Специальные технологические принадлежности ГВЗД:
– опорные элементы (центраторы и децентраторы);

- калибраторы;
- корпусные шарниры (одна и две степени свободы);
- клапаны (обратный, циркуляционный и переливной).

В прил. 1 представлены технические характеристики ГВЗД ведущих производителей и разработчиков.

11.5. Клин-отклонитель

Клин-отклонитель предназначен для обеспечения необходимого отклонения фрез-райбера от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне и обеспечения прохождения из основного ствола в БС различных компоновок нижней части бурильной колонны, приборов и устройств, а также хвостовика. Для выполнения указанных функций клин-отклонитель должен быть зафиксирован в обсадной колонне в осевом и окружном направлении.

Клин-отклонитель состоит из двух основных узлов: клина с наклонной рабочей поверхностью (клиновой частью) и фиксирующего узла.

По типу фиксирующего узла клин-отклонитель может быть извлекаемым и стационарным.

Извлекаемый клин-отклонитель используется преимущественно при строительстве многозабойных скважин.

Фиксирующий узел выполняется с гидравлическим и механическим проводом.

В прил. 1 представлена техническая характеристика клиновых отклонителей, которые используются при строительстве БС.

11.6. Фрез-райбер

Фрез-райбер – режущий инструмент, предназначенный для формирования бокового «окна» в обсадной колонне с применением клина-отклонителя.

В зависимости от назначения фрез-райбер может быть выполнен в виде усеченного конуса, цилиндра, быть арбузо-

образным или иметь различные сочетания указанных рабочих поверхностей.

Режущую часть фрез-райбера армируют твердым сплавом.

Различают фрез-райберы профильные, которые предназначены для реализации поэтапной технологии формирования «окна» в обсадной колонне, и универсальные, с помощью которых образование «окна» полного профиля производится за один рейс.

Полный комплект фрез-райберов для выполнения поэтапного прорезания обсадной колонны включает следующие профильные фрезеры:

- стартовый, или зарезной, – предназначен для начального прорезания обсадной колонны;
- оконный, или проходной, – предназначен для вырезания «окна» полного профиля;
- арбузообразный, или калибрующий, – предназначен для расширения и калибрования «окна».

В прил. 1 представлены технические характеристики комплектов профильных фрез-райберов, изготавливаемых российскими и зарубежными предприятиями.

11.7. Типоразмеры бурильных труб и замковых соединений, применяемых для бурения боковых стволов

При бурении боковых стволов возможно применение равнопроходных бурильных труб как отечественного, так и импортного производства.

При выборе замков следует учитывать необходимость прохождения по бурильной колонне приборов контроля за траекторией бурения.

Характеристики стальных бурильных труб отечественного и импортного производства приведены в прил. 1.

Механические свойства материалов отечественных и импортных бурильных труб также представлены в прил. 1.

При бурении забойными двигателями диаметр нижней части УБТ не должен превышать диаметр забойного двигателя.

Немагнитные УБТ предназначены для защиты измерительных приборов от возможных источников магнитных помех. Немагнитные УБТ изготавливают из аустенитной азотированной нержавеющей стали с высокой прочностью, высоким сопротивлением коррозионному растрескиванию и низкой магнитной проницаемостью.

Изготавливаемые фирмой Sperry-Sun гибкие УБТ [37] предназначены для использования в скважинах с резким изменением направления. Специальная конструкция гибких УБТ снижает концентрацию напряжений высаженных бортиков, что существенно предотвращает циклическое усталостное растрескивание. Гибкие УБТ для горизонтального бурения уменьшают трение и сопротивление, снижают массу бурильной колонны и сводят к минимуму опасность дифференциального прихвата. Кроме того, использование таких УБТ делает более удобной очистку скважин и снижает вероятность спирального скручивания колонны в зоне над двигателем.

Наружный диаметр гибкой УБТ 120,7 мм, номинальная длина 9,1 м, внутренний диаметр 57,2 мм и резьба 3 1/2 IF.

Фирма СМФИ, имеющая лицензию API по спецификациям 7,16A, 5CT, 5LC, изготавливает немагнитные УБТ и элементы КНБК из стали SMF-166 [38].

SMF-166 – хромомарганцевый низкоуглеродистый аустенитный сплав, получаемый методом вращательно-ударнойковки.

SMF-166 – немагнитная сталь, устойчивая к коррозионному растрескиванию под напряжением, с улучшенными механическими свойствами, с малой магнитной проницаемо-

стью, хорошо поддающаяся магнитной обработке и не имеющая тенденции к явлению сминания резьб.

Минимальный наружный диаметр выпускаемых диамагнитных УБТ 88,9 мм.

Зарубежные и отечественные обсадные трубы для сборки хвостовиков боковых стволов представлены в прил. 1.

11.8. Элементы технологической оснастки хвостовиков

Башмаки колонные. Колонные башмаки предназначены для оборудования низа обсадных колонн с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждения при спуске в скважину.

Башмак выполнен в виде короткого толстостенного стального патрубка, который одним концом присоединяется к низу обсадной колонны на резьбе или сварке, а второй конец, как правило, оборудуют направляющей насадкой, изготавливаемой из легко разбурываемых материалов: бетона (типа БКМ), алюминия (гипса БКА) (см. прил. 1).

Для случаев, когда спуск хвостовика производят с проработкой осложненного ствола, направляющие насадки выполняются в виде породоразрушающего наконечника.

Клапаны обратные. Обратные клапаны, применяемые при креплении скважин хвостовиками, обычно устанавливают в башмаке колонны или на 10–20 м выше него (см. прил. 1).

Основное назначение обратного клапана – предотвратить переток бурового или тампонажного раствора из законного пространства в обсадную колонну на разных стадиях крепления скважины.

Для различных условий спуска и цементирования обсадных колонн создано несколько разновидностей обратного клапана, отличающихся между собой как конструкцией, так и принципом действия. По виду запорного элемента они под-

разделяются на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают следующие основные виды обратного клапана:

1. Полностью исключают перемещение жидкости из заколонного пространства в колонну при ее спуске в скважину. Их целесообразно использовать при креплении вертикальных скважин, где возможны нефтегазопрооявления, но отсутствуют поглощения. К этой группе относится обратный клапан типа 02 с постоянно подпружинным запорным элементом.

2. Обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны жидкостью при определенном перепаде давления над клапаном и в заколонном пространстве, но исключают возможность обратной циркуляции жидкости. Целесообразно применять в наклонных скважинах, где возможны нефтегазопрооявления, но отсутствуют поглощения.

3. Обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны жидкостью при спуске в скважину и позволяющие вести ее промывку методом обратной циркуляции. Такие клапаны включаются в работу после доставки запорного элемента с поверхности в его корпус. Целесообразно применять при креплении вертикальных и наклонных скважин в условиях поглощения и отсутствия проявлений пластов. К этой группе относятся клапаны типа ЦКОД, ЦКОДМ.

С целью повышения надежности работы клапана в горизонтальных скважинах и в скважинах с большими углами наклона разработаны клапаны КОДГ и КОШ, в которых исключается смещение запорного шара от центра к стенке корпуса клапана.

Центраторы. Центраторы (см. прил. 1) предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине с целью получения последующего качественного разобщения пластов.

Пакеры заклонные. Заклонные проходные пакеры служат для непосредственной изоляции и разобщения пластов, а также обеспечивают оптимизацию условий формирования кольца цементного камня в прилегающих зонах. В частности, они исключают проникновение пластового газа или агрессивной жидкости в твердеющую тампонажную смесь, центрируют смежные участки колонны, вызывают образование над собой зоны седиментационного уплотнения тампонажного раствора, защищают цементный камень от ударной волны при перфорации, сохраняют его контакт с трубами при изменении осевых нагрузок на колонну и т.д.

Разработана и выпускается широкая гамма проходных (т.е. не перекрывающих внутренний канал) гидравлических и гидромеханических пакеров, предназначенных для герметичного перекрытия заклонного пространства обсадных колонн. Для хвостовиков диаметром 102, 114 мм наибольшее применение нашли пакеры ПГП. Для манжетного цементирования при креплении скважин хвостовиками диаметром 114 мм могут применяться пакеры ПДМ-114 (см. прил. 1).

Пакеры ПДМ обеспечивают проведение двухступенчатого и манжетного цементирования наклонно направленных и горизонтальных БС с созданием герметичной перемычки в заклонном пространстве над поглощающими или проявляющими пластами.

Разработки комплексов технических средств для спуска, подвески и герметизации хвостовиков были начаты в ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ и продолжены в ООО НТЦ «ЗЭРС» и АООТ «Тяжпрессмаш») (см. прил. 1).

Комплексы включают в себя всю необходимую технологическую оснастку для надежного разобщения пластов при креплении скважин хвостовиками диаметром 102, 111 мм в обсадных колоннах диаметром 146 и 168 мм.

Разработаны три основных комплекса:

- комплекс технических средств типа ПХН (подвеска хвостовика нецементируемая);
- технических средств типа ПХЦЗ (подвеска хвостовика цементируемая защищенная);
- комплекс технических средств типа ПХМЦЗ (подвеска хвостовика с манжетным цементированием защищенная).

Каждый из этих комплексов может быть выполнен в различных вариантах, которые могут отличаться друг от друга по способу разобщения пластов, по возможности использования фильтров, по способу приведения в действия отдельных узлов комплекса [7, 24].

Спецификация оборудования для подвески хвостовиков 88,9/146,1 мм фирмы Вакег приведена в табл. П44.

ОАО НПО «Буровая техника» разработало и выпускает устройства типа ПМП (см. прил. 1) и ПМПЦ для спуска и подвески хвостовиков диаметром 102, 114 и 127 мм в обсадных колоннах диаметром 168 и 178 мм:

- типа ПМП для спуска и подвески хвостовиков без цементирования БС (рис. 37);
- типа ПМПЦ (см. прил. 1) для спуска и подвески хвостовика с цементированием БС (рис. 38).

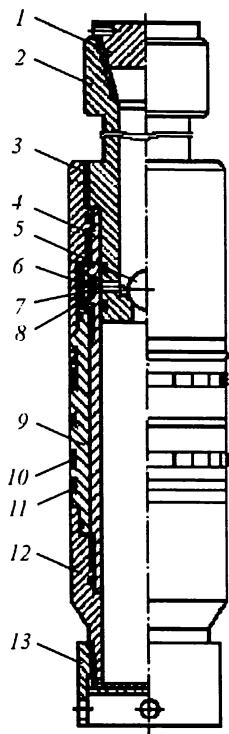


Рис. 37. Устройство типа ПМП: 1 – заглушка; 2 – переводник левый; 3 – муфта; 4 – корпус; 5 – шар; 6 – пластина; 7 – амортизатор; 8 – клапан; 9 – элемент уплотнителя; 10 – плашки; 11 – кольца уплотнителя; 12 – переводник; 13 – заглушка

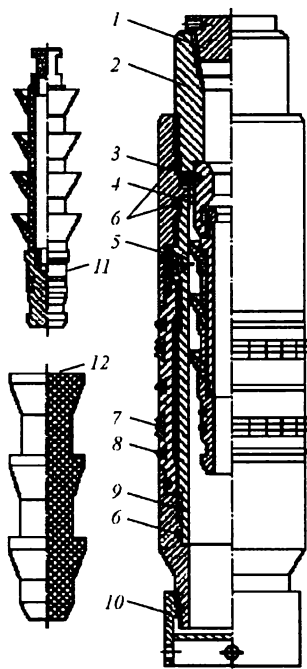


Рис. 38. Устройство типа ПМПЦ: 1, 10 – заглушка; 2 – переводник; 3 – срезной винт; 4 – подвесная пробка; 5 – впускной клапан; 6 – уплотнительный элемент; 7 – плашки; 8 – уплотнительные кольца; 9 – корпус; 11 – продавочная пробка; 12 – раздельная

Устройства типа ПМП предназначены для спуска и подвески хвостовиков с фильтрами в интервале продуктивной зоны БС при заканчивании его с открытым забоем.

Хвостовик с устройством на его верхнем конце спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм.

Устройства типа ПМПЦ предназначены для спуска, цементирования и подвески хвостовиков в нижней части эксплуатационной колонны при креплении БС.

Хвостовик с технологической оснасткой на его нижнем конце и устройством на верхнем спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм.

Комплект инструмента и технологической оснастки для спуска, подвески и цементирования хвостовиков типов ТГС-101,6 и ТГС-114, выпускаемый СП ЗАО «Удол», позволяет произвести цементирование боковых горизонтальных

стволов хвостовиком с подвешиванием его в колонне или с упором на забой. Разъединение установочного инструмента от хвостовика можно производить как до цементирования, так и после.

Конструкция ТГС позволяет после цементировании хвостовика дополнительно герметизировать его в колонне путем распаковки пакера, расположенного в адаптере ТГС.

Комплект оборудования состоит:

- из установочного инструмента ВМ-УИ, многократно используемого для спуска хвостовика;
- стыковочного комплекта ТГС с набором технологической оснастки для оснащения и крепления «хвостовика», предназначенного для установки и цементировании затрубного пространства «хвостовика» и разъединения установочного инструмента.

12. ТРЕБОВАНИЯ К ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЕ БУРЕНИЯ, ТИПУ И СВОЙСТВАМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Основными факторами при выборе гидравлической программы, типа и реологических свойств промывочной жидкости являются:

- очистка горизонтального ствола от шлама;
- предупреждение гидроэрозии стенки ствола;
- обеспечение устойчивости стенки ствола;
- минимальное загрязнение продуктивного пласта;
- возможность регулирования количества твердой фазы;
- смазывающая способность.

12.1. Гидравлическая программа бурения скважины

Основные задачи гидравлической программы:

- расчет гидравлических потерь;
- выбор гидромониторных насадок;
- определение очистной способности промывочной жидкости.

Методика определения гидравлических потерь приведена ниже.

Особенности очистки ствола скважины определяются величиной угла его наклона.

Установлены критические значения зенитного угла ствола скважины, определяющие четыре диапазона зенитного угла, в которых частицы шлама ведут себя по-разному в восходящем потоке бурового раствора:

- $0-300^\circ$ – равномерное распределение частиц шлама;
- $30-60^\circ$ – повышение концентрации шлама в нижней части затрубного пространства, образование осадка в нижней части затрубного пространства, который сползает вниз против течения бурового раствора;
- $0-90^\circ$ – осаждение шлама на нижней части затрубного пространства, исчезновение тенденции сползания шлама против течения бурового раствора.

Величина критических углов и соответствующих им критических диапазонов может изменяться, регулироваться подбором бурового раствора, его реологией, режимом промывки и бурения, применением соответствующих КНБК.

Маловязкий буровой раствор при турбулентном режиме течения обеспечивает вынос шлама из скважины при значениях зенитного угла менее 30° и более 60° , однако несущая способность такого бурового раствора в турбулентном режиме недостаточна в интервале значений зенитного угла скважины от 30 до 60° .

Эффективный транспорт шлама в горизонтальном БС может быть обеспечен и при ламинарном режиме течения бурового раствора. При этом обязательным требованием является высокая эффективная вязкость бурового раствора при малых скоростях сдвига наряду с максимально возможной скоростью вращения бурильной колонны и периодическим ее расхаживанием. Указанные требования принимают критический характер в диапазоне зенитных углов ствола скважины от 30 до 60° .

Для обеспечения эффективного выноса шлама из скважины с зенитным углом свыше 50° скорость восходящего потока бурового раствора должна быть примерно в два раза выше, чем в вертикальном стволе.

Параметры гидравлической программы, найденные из условия очистки ствола скважины, могут ограничиваться технической характеристикой винтового забойного двигателя и гидрогенератором телесистемы, если он используется.

В целях очистки БС от шлама горной породы в стволе с зенитным углом до 30° производится прокачка пачки маловязкой промывочной жидкости при условии обеспечения турбулентного режима течения в затрубном пространстве. Затем закачивается пачка высоковязкой или утяжеленной промывочной жидкости для выноса поднятых частиц шлама. При этом следует предусмотреть меры по предупреждению гидроразрыва пластов или поглощения промывочной жидкости.

12.2. Реологические параметры бурового раствора

При проектировании БС с большими зенитными углами приоритетным требованием к реологическим параметрам бурового раствора является его способность транспортировать шлам по стволу с учетом геометрических параметров проектного профиля.

Значения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига бурового раствора должны обеспечить эффективный транспорт шлама ламинарным потоком в интервалах скважины с зенитным углом менее 10° .

Для БС с наклонными и горизонтальными интервалами значения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига бурового раствора определяются исходя из условий гидродинамических потерь давления в циркуляционной системе и режимов промывки.

Значение начальной, эффективной вязкости η_0 бурового раствора должно удовлетворять условию [29]

$$4D \leq \eta_0 \leq 6D,$$

где D – диаметр скважины, мм.

Буровой раствор должен обладать вязкоупругими свойствами, достаточными для эффективного разрушения скоплений шлама на стенке скважины за счет вращения бурильной колонны.

При бурении БС в интервалах с зенитными углами более 10° водоотдача должна поддерживаться на $2\text{--}3 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ ($2\text{--}3 \text{ мл}/30 \text{ мин}$) ниже, чем при бурении в тех же интервалах, но с меньшими значениями зенитного угла.

Высокое качество фильтрационной пленки должно обеспечиваться применением полимерных реагентов ультранизкой вязкости и инертного наполнителя.

Необходимость регулирования смазывающей способности бурового раствора устанавливают только после обеспечения качественной очистки БС скважины. Регулирование смазывающей способности бурового раствора осуществляют специальными синтетическими добавками.

12.3. Тип и рецептура бурового раствора

При бурении горизонтальных БС в целях качественной очистки ствола, снижения импульсного давления в кольцевом пространстве скважины при СПО, минимизации гидроэрозии стенки ствола, а также сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при первичном вскрытии целесообразно применение систем бурового раствора на основе биополимеров, например бурового раствора FLOPRO фирмы «M-I-Drilling Fluids», технические параметры которого приведены в прил. 1 (на примере бурения бокового ствола разведочной скважины № 5 на Северо-Мастерьевском месторождении в Республике Коми) или раствора рецептуры

компании «ИКФ», технические параметры которого также приведены в прил. 1 (на примере бурения скважин на Восточно-Сургутском месторождении).

Кроме биополимерных, рекомендуется применение хлоркалиевых полимерных растворов с импортными компонентами, например бурового раствора компании Baroid, технические параметры которого приведены в прил. 1 (на примере бурения скважины № 202 Карамовского месторождения). Перечень химреагентов для приготовления растворов представлен в прил. 1.

Для снижения коэффициента трения в стволе скважины с большой длиной горизонтального интервала возможно применение в буровом растворе смазочных добавок отечественного производства: ДСБ-4ТП, ДСБ-4ТП, СОНВУР-101, эмультал, а также импортные смазочные добавки, поставляемые зарубежными фирмами: Drill-Free, K-Lube, Lub-167.

12.4. Гидравлический расчет промывки бокового ствола

Целью гидравлического расчета бурения БС является определение режима промывки скважины, при котором обеспечивается эффективная очистка БС при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими характеристиками вскрываемого интервала, технической характеристикой забойного двигателя и турбогенератора, если он используется.

Основными задачами гидравлического расчета являются:

- определение расхода промывочной жидкости;
- выбор бурового насоса.

В результате гидравлического расчета определяются потери давления промывочной жидкости в циркуляционной системе.

Исходные данные для проведения гидравлического расчета:

- характеристика системы нагнетания промывочной жидкости;
- конструкция обсадной эксплуатационной колонны;
- глубина забуривания БС;
- типоразмер бурильных труб;
- пластовые давления и давления гидроразрыва пластов;
- типоразмер долота;
- плотность и реологические параметры промывочной жидкости.

Выбор расхода промывочной жидкости. Расход промывочной жидкости выбирается из условия выноса шлама в кольцевом зазоре между бурильными трубами и скважиной.

При определении расхода промывочной жидкости следует, в отличие от обычной скважины, учитывать особенности технологии бурения БС, которая включает два принципиально различных технологических процесса:

- прорезание «окна» (бокового или сплошного) в эксплуатационной колонне;
- бурение бокового ствола.

При выборе расхода промывочной жидкости на первом этапе строительства БС следует учесть условия выноса из скважины металлической стружки.

В случае если величина расхода промывочной жидкости для этапа вырезания «окна» и бурения БС не совпадают, то гидравлический расчет промывки скважины производится отдельно для каждого этапа в соответствии с приведенной ниже методикой.

Выбор бурового насоса производится по наибольшей величине потерь давления.

Вырезание «окна» в обсадной колонне может производиться на воде.

При промывке скважины водой рекомендуемая скорость [8] потока в кольцевом зазоре скважины не должна быть меньше 0,5 м/с. Для улучшения очистки скважины от стружки скорость потока может быть увеличена до 1,0–1,2 м/с.

Оптимальная величина скорости потока для применяемой при вырезании «окна» промывочной жидкости может быть определена на основании результатов строительства БС в конкретном регионе.

Величина средней по сечению скорости ($V_{\text{кп}}$) потока промывочной жидкости при бурении в твердых горных породах принимается равной 0,4–0,6 м/с, а при бурении в мягких пластичных глинах, в горных породах, склонных к обвалообразованию, – 1,0–1,2 м/с.

Величина расхода промывочной жидкости (Q) определяется по формуле

$$Q = \pi(D^2 - d^2)v_{\text{кп}}/4,$$

где D – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

d – наружный диаметр бурильных труб, м;

$v_{\text{кп}}$ – скорость кольцевого потока, м/с.

Выбранный расход должен удовлетворять следующим требованиям:

- гидродинамическое давление на пласт должно быть меньше, чем давление гидроразрыва пласта;

- при наличии в интервале бурения БС горных пород, склонных к осыпям, обвалам, кавернообразованиям, следует обеспечить ламинарный режим течения в данном интервале.

Рассчитанная величина расхода промывочной жидкости уточняется при выборе типа гидравлического забойного двигателя и турбогенератора телесистемы. Однако при этом должны выполняться условия очистки скважины и предупреждения поглощения промывочной жидкости пластом горной породы.

Определение режима течения промывочной жидкости. Режим течения промывочной жидкости определяется средней скоростью потока, размером области течения, плотностью и реологическими характеристиками самой промывочной жидкости.

Область существования ламинарного течения промывочной жидкости определяется соотношением

$$Re \leq Re_{кр} = Re_{кр}(He),$$

где Re – критерий Рейнольдса;

$Re_{кр}$ – критическое значение критерия Рейнольдса;

He – критерий Хедстрема.

В случае если $Re > Re_{кр}(He)$, режим течения турбулентный.

Зависимость $Re - Re_{кр}(He)$ приведена в [8].

Потери давления в циркуляционной системе скважин

Уравнение баланса давлений имеет вид

$$P = P_{н} + P_{м} + P_{бк} + P_{кп} + P_{зд} + P_{д},$$

где $P_{н}$ – расчетное давление бурового насоса, МПа;

$P_{м}$ – потери давления в манифольде, МПа;

$P_{бк}$ – потери давления в бурильной колонне, МПа;

$P_{кп}$ – потери давления в кольцевом зазоре скважины, МПа;

$P_{зд}$ – перепад давления на забойном двигателе, МПа;

$P_{д}$ – перепад давления на долоте, МПа.

Величина рабочего давления бурового насоса должна находиться в пределах [8]:

$$P_{н} = (0,65 - 0,85)P_{\max},$$

где $P_{\max}$ – паспортное значение максимально допустимого давления бурового насоса, МПа.

Величина потерь давления в элементах наземного оборудования (стояк, буровой рукав, вертлюг, ведущая труба) определяется по формуле

$$P_{\text{II}} = a_{\text{м}} \cdot \rho \cdot Q^2,$$

где $a_{\text{м}}$ – коэффициент гидравлических потерь;

ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3

Коэффициенты гидродинамических потерь для каждого элемента наземного оборудования в зависимости от величины проходного сечения приведены в [8].

Величина потерь ($P_{\text{БК}}$) давления промывочной жидкости в бурильной колонне ($P_{\text{БК}}$) является суммой потерь давления:

$$P_{\text{БК}} = P_{\text{г}} + P_{\text{зам}} + P_{\text{убт}},$$

где $P_{\text{г}}$ – потери давления в гладкой части бурильной колонны, МПа;

$P_{\text{зам}}$ – потери давления в замковых соединениях, МПа;

$P_{\text{убт}}$ – потери давления в УБТ, МПа.

Если используются трубы с равнопроходным сечением, то $P_{\text{зам}} = 0$. Потери давления в гладкой части бурильной колонны

$$P_{\text{г}} = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{\text{г}} \frac{L}{d_0} \rho \cdot Q^2,$$

где $\lambda_{\text{г}}$ – коэффициент гидродинамического сопротивления внутри гладкой части бурильной колонны, м;

L – длина гладкой части бурильной колонны, м;

d_0 – диаметр гладкой части бурильной колонны, м.

Величина коэффициента $\lambda_{\text{г}}$ при ламинарном и турбулентном течении промывочной жидкости приведена в [8].

Величина дополнительных потерь давления промывочной жидкости в замковых соединениях бурильной колонны определяется по формуле

$$P_{\text{зам}} = \frac{8}{\pi^2} n \cdot \zeta \frac{\rho \cdot Q^2}{d_{\text{БТ}}^2},$$

где $d_{\text{БТ}}$ – внутренний диаметр бурильной трубы м;

n – число замковых соединений бурильной колонны;

ζ – коэффициент гидравлических сопротивлений замковых соединений:

$$\zeta = 2 \left(\frac{d_{\text{БГ}}^2}{d_{\text{min}}^2} - 1 \right)^2$$

где d_{min} – минимальный диаметр проходного сечения замкового соединения бурильной колонны.

Потери давления промывочной жидкости в кольцевом зазоре скважины являются суммой потерь давления ($P_{\text{КП}}^{\text{ГП}}$) и дополнительных местных потерь ($P_{\text{КП}}^{\text{М}}$) давления в области замковых соединений бурильной колонны внутри обсадной эксплуатационной колонны, в открытой части С:

$$P_{\text{КП}} = P_{\text{КП}}^{\text{ГП}} + P_{\text{КП}}^{\text{М}}.$$

Потери давления $P_{\text{КП}}^{\text{ГП}}$ в кольцевом зазоре внутри обсадной эксплуатационной колонны:

$$P_{\text{КП}}^{\text{ГП}} = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{\text{КП}} \frac{L \cdot \rho_{\text{КП}} \cdot Q^2}{(D-d)^3 (D+d)^2},$$

где $\lambda_{\text{КП}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом зазоре. При ламинарном течении промывочной жидкости определяется по формуле

$$\lambda_{\text{КП}} = \frac{64}{I_2 \cdot \text{Re}_{\text{КП}}},$$

где I_2 – безразмерный коэффициент (величина приведена в [8]);

$\text{Re}_{\text{КП}}$ – величина критерия Рейнольдса в кольцевом зазоре.

При турбулентном режиме течения промывочной жидкости коэффициент $\lambda_{\text{КП}}$ определяется по графической зависимости, приведенной в [8].

В местах замковых соединений бурильной колонны величина потерь давления промывочной жидкости определяется по формуле

$$P_{\text{КП}}^{\text{М}} = \frac{8}{\pi^2} \zeta \frac{\rho_{\text{КП}} \cdot Q^2}{(D^2 - d_3^2)^2} - 1,$$

где $\rho_{\text{КП}}$ – плотность промывочной жидкости в кольцевом зазоре, кг/м³;

D – внутренний диаметр обсадной эксплуатационной колонны, м.

Величина коэффициента местного сопротивления рассчитывается по формуле

$$\zeta = 2 \left(\frac{D^2 - d^2}{D^2 - d_3^2} - 1 \right)^2$$

где d_3 – диаметр замкового соединения бурильной колонны, м.

Аналогично определяются потери давления в кольцевом зазоре открытой части БС. При этом для не кавернозного БС приведенных выше зависимостях принимается условие $D = D_{\text{д}}$, где $D_{\text{д}}$ – номинальное значение диаметра долота, м.

Рассчитанные потери давления промывочной жидкости в кольцевом зазоре скважины позволяют при принятом расходе Q определить величину гидродинамического давления на пласт по формуле

$$P_{\text{гд}} = \rho_{\text{КП}} \cdot g \cdot H + P_{\text{пл}},$$

где H – глубина по вертикали от устья скважины до пласта, м;

g – ускорение свободного падения, м/с.

Полученная величина давления ($P_{\text{гд}}$) должна быть меньше величины гидроразрыва пласта.

Величина перепада давления на забойном двигателе определяется по его паспортной характеристике в соответствии с выбранным расходом промывочной жидкости.

Потери давления в промывочных отверстиях (насадках) долота определяются по формуле

$$P_d = \alpha_d \cdot Q^2 \cdot g \cdot 10^4,$$

где α_d – коэффициент гидравлических сопротивлений в промывочных отверстиях долота. Величина коэффициента при проектировочных расчетах, как правило, принимается равной 0,95 [8].

13. КРЕПЛЕНИЕ БОКОВЫХ И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Можно выделить три основных варианта установки и крепления хвостовика в БС в зависимости от геологических условий залегания продуктивно залежи, типа коллектора и свойств пород (рис. 39):

- крепление хвостовика без цементирования (рис. 39, а);
- крепление хвостовика с манжетным цементированием (рис. 39, б);
- крепление хвостовика с прямым цементированием по всей длине (рис. 39, в).

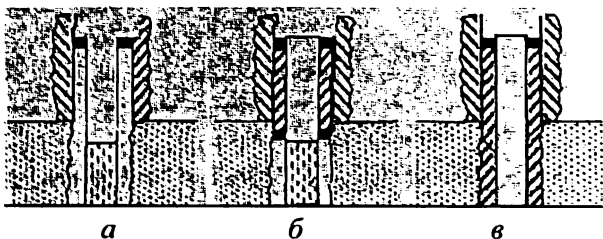


Рис. 39. Основные варианты установки и крепления хвостовиков: а – крепление хвостовика без цементирования; б – крепление хвостовика с манжетным цементированием; в – крепление хвостовика с прямым цементированием по всей длине

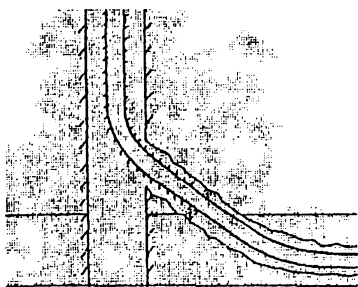


Рис. 40. Схема заканчивания БС колоннами, спущенными от устья скважины

Кроме крепления боковых и дополнительных стволов хвостовиками возможен способ крепления эксплуатационными колоннами, спущенными от устья скважины (рис. 40).

Рекомендуемые соотношения диаметров эксплуатационных колонн, долот и колонн, спускаемых в БС, приведены в табл. 12.

Таблица 12

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадных труб для крепления бокового ствола, мм	Диаметр муфт, мм
177,8	152,4	114,3	127,0 130
168	139,7	101,6	110
	142,8	114,3	123,8*, 127
146,0	120,6; 123,8	89,0; 101,6	102,0; 108,0**

Примечание. * – уменьшенный диаметр муфты; ** – рекомендуемый диаметр долота 123,8 мм.

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважины с учетом кавернозности ствола должна быть не менее 15 мм.

13.1. Крепление хвостовика без цементированния

При креплении хвостовика без цементированния осуществляется следующая последовательность технологических операций:

- спускается хвостовик со всей необходимой технологической оснасткой;

- при обнаружении посадки проводится промывка колонны, в случае непрохождения хвостовика производят его подъем, а БС прорабатывают;
- при спуске хвостовика в БС запрещается его вращение;
- при подходе хвостовика к забою давление при промывке не должно превышать давления срабатывания пакера и разъединителя;
- перекрытие внутреннего канала хвостовика с помощью дроссельно-запорного клапана или цементирующей пробки;
- повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;
- отсоединение транспортировочной колонны от хвостовика;
- промывка и подъем транспортировочной колонны.

13.2. Крепление хвостовика с манжетным цементированием

При креплении хвостовика с манжетным цементированием осуществляется следующая последовательность технологических операций:

- спуск хвостовика со всей необходимой технологической оснасткой на бурильных трубах с внутренним диаметром, обеспечивающим свободное прохождение верхней цементирующей пробки;
- проведение манжетного цементирования хвостовика с пуском верхней цементирующей пробки после закачки цементного раствора для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- стыковка верхней цементирующей пробки с полрой цементирующей пробкой, установленной в узле разъедине-

ния хвостовика, и продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика до получения сигнала «стоп»;

- повышение внутреннего избыточного давления, закрытие цементирующей муфты и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортирующей колонны;

- проведение промывки БС и подъем транспортирующей колонны;

- разбуривание цементирующих пробок, посадочного седла «стоп»-кольца и обратного клапана перед освоением БС.

13.3. Крепление хвостовика с прямым цементированием по всей длине

При креплении хвостовика с прямым цементированием по всей длине осуществляются следующие технологические операции:

- спуск хвостовика со всей необходимой технологической оснасткой на бурильных трубах с внутренним диаметром, обеспечивающим свободное прохождение верхней цементирующей пробки;

- проведение цементирования хвостовика с пуском верхней цементирующей пробки после закачки цементного раствора для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;

- стыковка верхней цементирующей пробки с полрой цементирующей пробкой, установленной в узле разъединения хвостовика, и продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика до получения сигнала «стоп»;

- повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортирующей колонны;

– проведение промывки ствола для удаления излишков цементного раствора с головы хвостовика и подъем транспортировочной колонны [9].

13.4. Требования к обсадным трубам и порядок расчета обсадных труб

Резьбовые соединения обсадных труб должны обеспечивать:

- проходимость колонн в БС сложного профиля, в том числе в интервалах интенсивного искривления;
- достаточную прочность на все виды нагрузок и необходимую герметичность соединений колонн труб;
- возможность прохождения внутри колонны труб инструмента и приспособлений для проведения технологических операций.

Тип резьбового соединения, а также герметизирующие средства должны соответствовать:

- виду флюида, находящегося в колонне (если в колонне два вида сред, то длина интервала с газовой средой увеличивается на 100–150 м от расчетной границы сред);
- максимальному внутреннему избыточному давлению (трубы с треугольной резьбой и уплотнением соединений лентой ФУМ могут применяться в газовой среде при давлении до 15 МПа и в жидкой при давлении до 25 МПа при интенсивности искривления не более 2° на 10 м);
- максимальной температуре, под воздействием которой колонна находится в процессе строительства и эксплуатации скважины (при температуре свыше 200°C рекомендуются резьбовые соединения с уплотнением металл – металл).

Рекомендации по применению резьбовых соединений приведены в прил. 1.

Прочность резьбового соединения обсадных труб с трапецидальной резьбой при растяжении достигает 60 % от прочности тела трубы.

Допустимое отклонение по наружному диаметру обсадных труб для всех условных диаметров составляет 0,5 % (исполнение А); до 219 мм составляет ± 1 % (исполнение Б); а для труб диаметром свыше 219 мм – $\pm 1,25$ % (исполнение Б). Овальность труб исполнения Б не должна превышать 0,8 предельных отклонений по наружному диаметру, за исключением мест ремонта.

Все спускаемые обсадные трубы должны быть испытаны внутренним давлением водой для проверки прочности труб и герметичности соединений «муфта – труба», работы осуществляются по всем партиям поступающих труб на базах производственного обслуживания. Величина внутреннего гидравлического давления испытания выбирается из расчета превышения максимального расчетного избыточного внутреннего давления на 5 %, но не менее 13,0 МПа для труб диаметром 102–127 мм.

Обсадные трубы считаются выдержавшими испытание, если в течение 30 с под давлением не выявлены течь, запотевание или разрыв по телу трубы, муфты и резьбе [14].

Обсадные трубы для крепления БС должны быть рассчитаны на прочность по основным нагрузкам, действующим в процессе освоения и эксплуатации скважины.

Выбор исходных данных для расчета необходимо осуществлять с учетом конкретных условий бурения: значений пластового давления и интервалов его действия, давления гидроразрыва пласта и снижения уровня жидкости в скважине на момент окончания эксплуатации скважины.

Обсадные колонны рассчитываются на прочность как эксплуатационные потайные колонны согласно [20]. Длина участка хвостовика, находящегося внутри предыдущей колонны, должна составлять не менее 70 м, причем на этом участке должны использоваться трубы с такой же толщиной стенки и той же группы прочности, что и рассчитанные для хвостовика на уровне башмака предыдущей обсадной колонны.

При расчете на прочность хвостовика для нефтяных скважин избыточное наружное давление определяется как разность между наибольшими величинами пластового давления или внешнего гидростатического давления составного столба жидкости и внутренним минимальным гидростатическим давлением столба жидкости на момент окончания эксплуатации скважины.

Избыточное наружное давление в газовых скважинах определяется как разность между наружным и внутренним давлением в интервале от башмака хвостовика до его верхнего конца. При этом значение внутреннего давления принимается минимальным (наименьшее устьевое и забойное давление). Распределение внутреннего давления принимается линейным.

Избыточное внутреннее давление для расчета хвостовика на прочность определяют при испытании на герметичность в один прием без пакера как разность между максимальным внутренним давлением, вычисленным исходя из условия полного замещения промывочной жидкости пластовым флюидом, и наружным давлением.

Расчет наружных и внутренних давлений производится по формулам для вертикальных скважин по приведенным к вертикальной проекции глубинам.

При расчете обсадных труб на растяжение коэффициент запаса прочности для гладкого тела трубы на изогнутом участке БС определяют с учетом коэффициента запаса прочности для вертикальных скважин, равного 1,25, и коэффициента, учитывающего влияние формы тела трубы и ее прочностные характеристики.

При расчете на растяжение обсадной колонны из труб диаметром до 168 мм с резьбовыми соединениями с трапецидальным профилем зубьев с нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой «Батресс», «Экстрем лайн», VAM и др.) при интенсивности искривления

БС до 5°/10 м коэффициент запаса прочности принимается как для вертикальных скважин без учета изгиба (табл. 13).

Особенности резьбовых соединений обсадных труб и их конструкций приведены в прил. 1.

Таблица 13

Коэффициент запаса прочности

Коэффициенты запаса прочности	Для труб отечественного производства	Для импортных труб
На смятие, n_1	1,0*	1,125*
На внутреннее давление, n_2	1,15	1,10
На страгивание, n_3	1,75/1,25**	1,75/1,25**

Примечание. * – для наклонно направленного бокового ствола; для горизонтального участка бокового ствола $n_1 = 1,3 \dots 1,5$ (в зависимости от устойчивости коллектора);

** – на растягивающую нагрузку для резьбового соединения (на разрушающую нагрузку) – 1,75; на растягивающую нагрузку по телу трубы (на нагрузку, соответствующую пределу текучести) – 1,25.

13.5. Технологическая оснастка хвостовика

Успешный спуск и крепление хвостовика в БС в значительной степени зависят от конструкции, применяемой технологической оснастки и правильной ее расстановки на обсадных трубах в зависимости от геолого-технических условий бурения. Основными элементами технологической оснастки являются колонные башмаки, обратные клапаны, жесткие и пружинные центраторы, разделительные пробки различного назначения, устройства для спуска и цементирования хвостовиков, а также скважинные фильтры.

К использованию допускаются элементы технологической оснастки, которые изготавливаются специализирован-

ными заводами или предприятиями по технической документации, утвержденной в установленном порядке.

В случае закупки по импорту элементов технологической оснастки обязательно наличие сертификатов или заменяющих их документов.

Элементы технологической оснастки, в том числе их резьбовые соединения, встраиваемые в состав обсадной колонны, не должны снижать ее герметичность, расчетную прочность на растяжение, сжатие, изгиб, внутреннее и внешнее давление, а также долговечность с учетом конкретных горно-геолого-технических условий их работы (температура статическая и динамическая, наличие или отсутствие агрессивных сред и др.).

Подвесные устройства хвостовиков должны обеспечивать нахождение их в растянутом состоянии как в процессе цементирования, так и в период ОЗЦ.

Устройства, предусматривающие подвеску хвостовика в период ОЗЦ на бурильных трубах, должны предусматривать возможность промывки скважины в месте соединения извлекаемого инструмента с хвостовиком и вращение до момента отсоединения от хвостовика.

Внутриколонные детали и узлы элементов оснастки, выполняющие технологические функции лишь в период спуска и цементирования хвостовика, должны быть выполнены легкоразбуриваемыми.

В прил. 1 представлены типоразмеры технологической оснастки хвостовиков, минимально необходимая техническая характеристика, определяющая область ее применения.

13.6. Подготовка бокового ствола скважины к спуску хвостовика

Для спуска колонны до проектной глубины должно обеспечиваться условие ее проходимости по БС. Данное условие предусматривает:

– устранение локальных искривлений и уступов в стволе, снижающих эффективный (просветный) диаметр до минимально допустимого, в скважинах любого профиля;

– для наклонных и горизонтальных БС интенсивность искривления ствола должна удовлетворять требованиям проходимости обсадной колонны с учетом ее прочности на изгиб. Максимальная допустимая интенсивность бокового ствола в зависимости от диаметров скважины приведена в табл. 14 [16].

Таблица 14

Максимальная допустимая интенсивность
искривления бокового ствола

Диаметр хвостовика, мм	Интенсивность искривления БС (град/10 м) при разных диаметрах долота, мм			
	120,6	123,8	139,7	142,8
89,0	6,28	6,30	–	–
101,6	–	5,47	5,54	5,56
114,3	–	–	4,91	4,93

Запрещается проводить геофизические исследования и подготовку БС к креплению при наличии газонефтеводопроявлений или поглощений бурового раствора.

После завершения последнего долбления необходимо привести параметры бурового раствора в соответствии с ГТН, а также ввести предусмотренные смазывающие добавки, присадки и др.

В случае появления затяжек ствол скважины следует проработать КНБК, применявшийся при последнем долблении. Проработке подвергаются интервалы БС, в которых получены посадки (затяжки), а также интервалы сужения ствола.

Скорость проработки при нагрузке 3–5 т должна быть в 1,5–2,0 раза больше, чем скорость бурения в данном интер-

вале. Режим промывки БС должен обеспечить такую же скорость восходящего потока бурового раствора, как и при бурении данного интервала.

Спуск КНБК необходимо осуществлять со скоростью, как при последних СПО, не допуская посадок.

Подача бурового раствора при промывке БС должна определяться с учетом недопущения поглощений.

Спуск КНБК до и между интервалами проработок необходимо осуществлять с промежуточными промывками.

Первая промывка при подготовке БС к спуску хвостовика проводится перед выходом в открытый ствол.

Восстановление циркуляции следует осуществлять плавно одним буровым насосом.

Продолжительность промывок БС определяется реологическими параметрами бурового раствора и должна быть достаточной для выравнивания давления на насосах при их производительности, принятой при бурении скважины.

Промежуточные промывки ствола в процессе проработок БС и промывку на забое необходимо осуществлять с очисткой бурового раствора.

По достижении забоя при спуске КНБК скважину необходимо промыть в течение не менее 1,5 циклов циркуляции с обработкой бурового раствора и приведением его параметров в соответствии с ГТН.

Если в процессе подготовки БС обнаружены газонефтеводопроявления или поглощения, ствол скважины должен быть подготовлен повторно после полной ликвидации осложнения.

Организация работ должна обеспечить максимальное сокращение времени от окончания промывки скважины до окончания подъема контрольной КНБК под спуск обсадной колонны.

БС считается подготовленным к спуску хвостовика, если при последнем подъеме колонны бурильных труб отсутство-

вали затяжки, поглощения, проявления и другие осложнения, а параметры бурового раствора полностью соответствовали проектным [16].

13.7. Требования к тампонажным системам и материалам

В качестве тампонажных материалов для цементирования хвостовика должны применяться портландцементы тампонажные по ГОСТ 1581 или специальные цементы заводского производства, выпущенные по техническим условиям, отраслевым стандартам, утвержденным в установленном порядке.

Закупаемые по импорту материалы должны соответствовать стандартам производителей.

Требования к тампонажным материалам для цементирования хвостовиков в основном определяются горно-геолого-техническими условиями в скважинах. Тампонажный цемент должен отвечать требованиям по температурной области применения. Наименование цемента и соответствующая ему область применения по температурным условиям приведены в прил. 1.

В интервале разреза БС, где размещаются агрессивные породы или флюиды, вызывающие коррозию цементного камня, должны применяться коррозионно-стойкие цементы.

Прочность тампонажного камня на изгиб через 1 сутки ОЗЦ должна соответствовать требованиям ГОСТ 1581–96 (см. прил. 1).

Время загустевания тампонажного раствора, определяемого на консистометрах при воздействии температуры и давления, имитирующих процесс цементирования, должно быть минимум на 25 % больше расчетного времени цементирования.

Для наклонных БС с углом наклона более 45° и для горизонтальных БС водоотделение тампонажного раствора должно быть минимальным.

13.8. Вид буферных жидкостей

Роль буферных жидкостей в обеспечении качественного цементирования не подлежит сомнению. Основное назначение буферных жидкостей помимо разделения потоков цементного и бурового раствора – повышение степени заполнения затрубного пространства, удаление глинистой корки и повышение сцепления цементного камня со стенками скважины.

Анализируя указанные функции, следует отметить, что большинство буферных жидкостей в принципе не способны их выполнить.

Как правило, большинство буферных жидкостей готовятся на водной основе, имеют низкую плотность, неудовлетворительную и неконтролируемую реологию. Жидкость с меньшей плотностью не способна разделить две более тяжелые жидкости. То же относится к вязкости.

Наилучшее вытеснение промывочной жидкости в затрубном пространстве могут обеспечить вязкоупругие составы (ВУС), которые благодаря аномальным реологическим свойствам (наличию нормальных напряжений) способны эффективно удалять глинистый раствор из каверн и защемлений.

Объем буферных жидкостей. Эксперименты и расчеты, проведенные различными исследователями, показали, что зоны смешения контактирующих жидкостей (промывочная жидкость – буфер, буфер – цементный раствор) могут составлять сотни метров по обсадной колонне или стволу скважины, что может составлять по объему до 10 м^3 . При небольших объемах цементного раствора он весь может попасть в зону смешения и, естественно, ухудшит свои свойства и свойства полученного камня.

Поэтому увеличение объема буферной жидкости может положительно сказаться на разделении промывочной жидко-

сти цементного раствора, но не избавит от ухудшения свойств тампонажного материала. Очевидно, основное смешение происходит при закачке цементного раствора в трубы. Это связано с тем, что плотность буферной жидкости намного меньше плотности цементного раствора, и последний проваливается в буферный раствор и интенсивно с ним перемешивается.

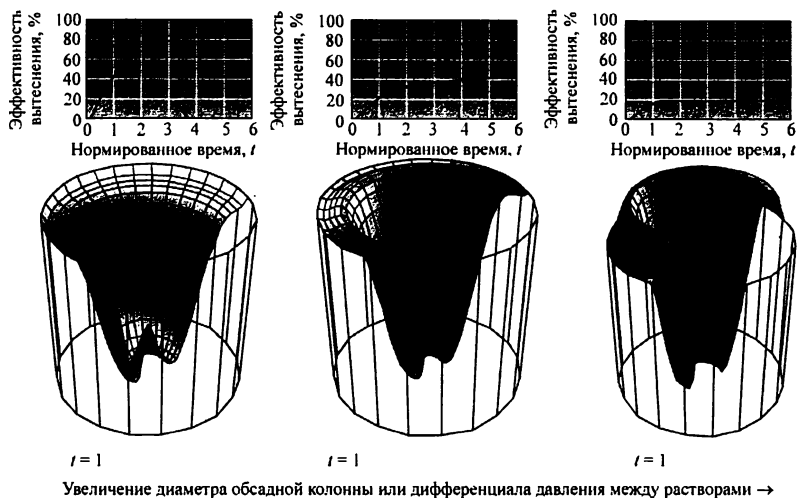


Рис. 41. Механизм смешения цементного и бурового раствора в трубах

На рис. 41 показана схема образования зоны смешения при закачке цементного раствора в скважину [11].

13.9. Подготовка ствола скважины к спуску и цементированию хвостовика

Согласно правилам ведения буровых работ до спуска обсадных колонн в скважине должны быть ликвидированы все осложнения и изолированы зоны потенциальных осложнений. Поэтому при подготовке скважины особого внимания

требуют интервалы с высокопроницаемыми и поглощающими пластами.

Наиболее часто встречающимся методом изоляции интервалов с высокопроницаемыми и поглощающими пластами является установка цементных мостов в этих интервалах [15, 19]. Также практикуется применение различных тампонирующих составов и проведение селективной изоляции с использованием пакерующих устройств.

Одним из перспективных методов подготовки ствола скважины к цементированию является кольматация проницаемых пластов. Впервые данный технологический прием был применен Ф.А. Агзамовым, Ю.С. Кузнецовым, М.Р. Мавлютовым в 1973 г. с использованием вибрационной обработки ствола скважины. В дальнейшем М.Р. Мавлютовым с сотрудниками были разработаны научные основы и технология управляемой кольматации, предложены различные устройства для ее реализации. При этом управляемая кольматация использовалась как при бурении скважин, так и для их подготовки к спуску и цементированию обсадных колонн.

Управляемая кольматация стенок скважины осуществляется за счет направления струи бурового раствора, содержащего твердую фракцию на стенку скважины. Данный метод изоляции высокопроницаемых пластов эффективен в терригенных и карбонатных горных породах с высокой пористостью. Так, после такой обработки максимально допустимое давление на пласт в конце цементирования может быть увеличено на 12–15 МПа.

В то же время в литературе нет материалов по использованию управляемой кольматации при проводке и заканчивании боковых стволов, пробуренных из старого фонда скважин.

Обработка ствола скважины пульсирующим потоком (знакопеременными давлениями) промывочной жидкости

имеет преимущества в сравнении с обработкой того же ствола потоком без пульсации. При этом образуется плотная глинистая корка малой толщины и малой проницаемости, способная выдерживать большие перепады давления и давать меньшую усадку при твердении тампонажного раствора в заколонном пространстве.

Отсутствие на стенке корки или малая ее толщина при образовании кольматационного экрана обеспечивает плотный контакт цементного камня с породой и предупреждает образование зазоров, каналов заколонных перетоков, кольматационный экран исключает глубокое проникновение цементного раствора в пласт и необратимое ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов. Экран ограничивает гидродинамическую фильтрацию воды из цементного раствора в пласт при продавке и не исключает обратное осмотическое поступление воды из пласта в твердеющий цементный раствор по мере гидратации еще не гидратированной части цемента, покрывая потребность цемента в воде и частично исключая его усадку, не допуская образования заколонных каналов и прорыва пластового флюида.

Для проведения кольматации стенок скважины в компоновку низа бурильной колонны включается кольматационный переводник, который устанавливается непосредственно над долотом.

Кольматационный переводник представляет собой стандартный наддолотный переводник с одной или двумя сменными гидромониторными насадками, расположенными на его стенках и направленными под прямым углом к оси скважины. Присоединительные резьбы переводника – замковые стандартные, размер резьб зависит от типа компоновки, в которую включается кольматационный переводник.

Кольматационные экраны в ПЗП предотвращают загрязнение продуктивных пластов буровыми и цементными растворами в процессе цементирования обсадных колонн. При

вторичном вскрытии (перфорации) такие экраны легко разрушаются, и затруднений в процессе освоения скважины не происходит. Особенностью кольматационного слоя является то, что величина депрессии для его разрушения на порядок меньше депрессии, при которой происходит его формирование. Величина депрессии разрушения слоя составляет 0,5–1,5 МПа. Происходит повышение давления ГРП на 15–20 МПа, это давление создается 750–1000 м цементного раствора плотностью 1900 кг/м³

13.10. Требования к тампонажным материалам и добавкам-модификаторам для них

Основными требованиями к тампонажным материалам и добавкам-модификаторам для них являются следующие:

- сохранение прочности получаемого цементного камня в соответствии с ГОСТом;
- сохранение безусадочности цементного камня;
- сохранение контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами;
- минимальное влияние на коллекторские свойства горных пород;
- сохранение подвижности и прокачиваемости тампонажного раствора;
- обеспечение седиментационной и суффозионной устойчивости раствора;
- отсутствие влияния на сроки схватывания тампонажного раствора;
- минимальное вспенивание;
- низкая стоимость и недефицитность материалов;
- экологическая безопасность применяемых материалов.

Рассмотрим более подробно данные требования и попытаемся дать им обоснования.

Сохранение прочности получаемого цементного камня в соответствии с ГОСТом. Во многих случаях величина

предела прочности цементного камня, указанная в ГОСТе, ничем не обоснована. Однако следует помнить, что прочность является интегральным показателем качества цементного камня и может косвенно характеризовать его пористость, проницаемость и другие показатели. Поэтому требование о сохранении прочности камня вполне правомерно.

Сохранение безусадочности цементного камня. Как правило, усадка цементного камня связана с контракцией, которая зависит от степени гидратации. К сожалению, тампонажные растворы, обработанные большинством высокомолекулярных реагентов, имеют увеличенную усадку по сравнению с чистыми тампонажными растворами из-за того, что силы, связывающие воду с высокомолекулярными полимерами, значительно слабее капиллярных сил внутри цементного камня. В результате происходит «высушивание» полимеров, уменьшение их объема, приводящее к усадке цементного камня.

Сохранение контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами. Ухудшение данного показателя чаще всего становится следствием явления контракции и усадки цементного камня. Важность данного показателя трудно переоценить, поскольку происходит нарушение герметичности крепи скважин и ухудшаются результаты цементирования по данным АКЦ, отрицательно сказывающиеся на деятельности буровых предприятий.

Надежная связь цементного камня с ограничивающими его поверхностями в заколонном пространстве может быть получена, если расширяющийся цемент в процессе структурообразования и твердения будет развивать давление на контакте цемент – труба, цемент-порода. По данным Н.Х. Каримова, величина этого давления должна составлять не менее 2,5–3,0 МПа. Сегодня существуют различные мнения о величине расширения тампонажных материалов. Одни исследователи ограничивают величину расширения пределами

0,5–1,5 %, другие рекомендуют применять цементы с величиной расширения до 20 %. Ф.А. Агзамов считает, что при отсутствии глинистой корки или небольшой ее толщине расширение 1,5–2,0 % будет достаточным для обеспечения надежного контакта цементного камня. При этом специальные требования предъявляются к кинетике расширения тампонажного раствора и камня. Необходимо, чтобы основная часть расширения происходила после окончания продавки цементного раствора в заколонное пространство. Если же расширение происходит в процессе цементирования, то вполне очевидно, что оно не окажет положительного влияния на качество крепления скважин. В то же время слишком позднее расширение после формирования жесткой кристаллической структуры цементного камня может оказать отрицательное влияние на изоляционные свойства цементного камня. В этом плане можно говорить об оптимальной кинетике расширения, зависящей от геолого-технических условий скважины.

Минимальное влияние на коллекторские свойства горных пород. В работе [67] было показано, что фильтрат цементных растворов крайне негативно влияет на коллекторские свойства продуктивных пластов. В этой связи очень важно, чтобы модифицирующие добавки не усугубляли отрицательные последствия проникновения фильтрата. Естественно, что степень ухудшения коллекторских свойств пластов будет зависеть и от глубины проникновения фильтрата, которую необходимо минимизировать. Очевидно, на нее будут влиять не только перепад давления между скважиной и пластом, длительность фильтрации, но и капиллярные силы, осмотические и другие процессы.

Низкая водоотдача тампонажных растворов, несомненно, играет важную роль в сохранении коллекторских свойств пластов. Поэтому целесообразно минимизировать это показатель.

Сохранение подвижности и прокачиваемости тампонажного раствора. Важный технологический параметр, поскольку часто ввод модифицирующих добавок сопровождается снижением растекаемости и прокачиваемости растворов. Естественно, что применение любого реагента должно сохранить подвижность раствора в пределах, регламентированных ГОСТом. Прокачиваемость тампонажных растворов должна быть больше продолжительности операции цементирования во избежание осложнений, связанных с преждевременным загустеванием тампонажного раствора.

Обеспечение седиментационной и суффозионной устойчивости раствора. Очень важное требование, особенно при строительстве наклонных и горизонтальных скважин. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов является одним из основных факторов, определяющих качество и надежность изоляционного комплекса скважины.

Водоотделение при седиментационном разделении раствора можно рассматривать как фильтрацию воды снизу вверх. Чем больше водоцементное отношение, плотность и размеры частиц твердой фазы, тем больше жидкости будет фильтроваться из нижних слоев в верхние, образуя фильтрационные каналы в затрубном пространстве.

В облегченных тампонажных суспензиях одновременно происходит оседание цементных частиц и всплывание частиц облегчающей добавки, т.е. происходит прямая и обратная седиментация.

В основном седиментационные процессы в тампонажных растворах происходят после доставки раствора в затрубное пространство. Чем дольше идет структурообразование, тем продолжительнее протекают седиментационные процессы и тем больше опасность расслоения раствора и образования суффозионных каналов.

В общем случае седиментационную устойчивость облегченных тампонажных растворов можно регулировать:

- за счет уменьшения водосмесевого отношения и дисперсности твердой фазы;
- за счет повышения вязкости жидкости затворения;
- увеличением интенсивности и длительности перемешивания;
- созданием легких вяжущих материалов с одновременным применением жидкости затворения с повышенной плотностью;
- модифицированием поверхности облегчающих добавок с целью предотвращения их всплытия, а при применении микросфер – регулированием плотности и прочности твердой оболочки сферы;
- сокращением времени структурообразования цементного раствора с доведением его до минимума, т.е. до начала седиментационных процессов структурообразование должно завершиться;
- применением армирующих добавок, формирующих каркас структуры твердеющего раствора.

Можно говорить о том, что процессы седиментации, суффозии и водоотдачи зависят от одних и тех же факторов, регулируются одними приемами и, часто, одними реагентами.

Однако следует учитывать, что в некоторых случаях низкая водоотдача не означает низкого водоотделения раствора. Особенно это относится к снижению водоотдачи за счет кольматации фильтра, корки или породы, поскольку количество воды в растворе и ее свойства остаются без изменений. Более того, по данным [54] некоторые реагенты-пластификаторы относятся к понизителям водоотдачи. Эффект в данном случае достигается снижением водоцементного отношения, т.е. уменьшением начального водосодержания в растворе. При сохранении исходного В/Ц будет получаться сильное расслоение растворов. Это одна из серьезных проблем при использовании комплексных реагентов компаундов (КРК), которые содержат в своем составе пластификатор.

Отсутствие влияния на сроки схватывания тампонажного раствора. Многие добавки, применяемые для регулирования свойств цементных растворов, адсорбируются на поверхности зерен цемента, блокируют их, ограничивая контакт с водой. Следствием этого становится замедление сроков схватывания растворов и длительное нахождение растворов в затрубном пространстве скважины в состоянии покоя. По мнению многих исследователей, именно данный период является наиболее опасным с точки зрения возникновения затрубных проявлений. Поэтому оптимальным было бы максимальное сокращение периода между получением сигнала «стоп» и началом схватывания цементного раствора. Лучшим вариантом является действие добавки понизителя водоотдачи и в роли замедлителя твердения при закачке раствора, и в роли ускорителя твердения после получения сигнала «стоп».

Минимальное вспенивание. При закачивании цементного раствора в скважину необходимо обеспечить точность подсчета объема прокачиваемого раствора, а также бесперебойность работы насосов.

Серьезные последствия вызывает вспенивание раствора при его обработке различными химическими реагентами. При их больших дозировках во время приготовления цементного раствора часто образуется много пены, которая в значительной степени затрудняет работы, а главное – дает неверное представление об объеме закачанного раствора в скважину и его плотности.

Низкая стоимость и недефицитность материалов. С переходом к рыночным отношениям данный показатель иногда может стать решающим при выборе реагентов.

Экологическая безопасность применяемых материалов. Очень важное требование, особенно в свете повышающихся требований к природоохранным мероприятиям.

13.11. Тампонажные материалы

Прочность тампонажного камня на изгиб через 1 сутки по истечении ОЗЦ должна соответствовать следующим требованиям по ГОСТ 1581–96:

- для цемента ПЦТ I-G-CC-1 не менее 6,8 МПа;
- для цемента ПЦТ I–50 не менее 2,7 МПа;
- для цемента ПЦТ I-100 не менее 3,5 МПа.

Проницаемость цементного камня через 48 ч твердения, располагаемого против газовых, нефтяных и газоконденсатных горизонтов, из которых предполагается получение продукции, должна быть не более $0,002 \text{ мкм}^2$, при цементировании других флюидосодержащих пластов – не более $0,005 \text{ мкм}^2$. Для остальных условий проницаемость цементного камня не регламентируется (табл. П47–П49).

Плотность тампонажного раствора должна быть не меньше плотности бурового раствора. Плотность тампонажного раствора ограничивается условиями предупреждения гидравлического разрыва пласта или поглощением с учетом суммарного гидродинамического давления тампонажного и бурового растворов и гидродинамических потерь давлений при цементировании.

Растекаемость тампонажного раствора допускается в пределах 16–22 см по прибору – конус АзНИИ или КР-1.

14. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В целях сохранения коллекторских свойств продуктивной зоны пласта необходимо применение щадящих промысловых жидкостей на стадии первичного вскрытия, жидкостей глушения при капитальном ремонте скважин, предшествующих вторичному вскрытию и реперфорации продуктивного интервала. Жидкости должны содержать компоненты,

предотвращающие набухание глин, способствующие разрушению барьеров из водонефтяных эмульсий.

Наряду с технологией цементирования на состояние крепи скважин большое влияние оказывают методы вторичного вскрытия. Так, при кумулятивной перфорации, в интервале перфорации и на 50 м выше и ниже него создается очень высокое давление, более 70–100 МПа [96]. При таких давлениях происходит разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной и тем более разрушение тонкого цементного кольца за обсадными трубами хвостовика бокового ствола, нарушается плотность контакта между эксплуатационной колонной и цементным камнем.

В настоящее время существует целый ряд методов перфорации, таких как пулевая, торпедная, электролитическая, химическая, сверлящая, прокалывающая, фрезерующая, термическая, механическая гидropескоструйная и гидравлическая гидropескоструйная.

Основными методами вторичного вскрытия в Пермском Прикамье являются *прострелочно-взрывные работы кумулятивными перфораторами* различных конструкций.

Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток – *кумулятивную струю*. Если выемка заряда облицована тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6–8 км/с), при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которым предел прочности даже особо прочных материалов оказывается пренебрежимо малым.

Поэтому глубина пробития канала в преграде не зависит от механической прочности материала преграды, а определя-

ется соотношением плотностей материала струи и преграды. Благодаря этому кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных прочными породами [53].

При проникновении струи в преграду расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Однако в связи с этими процессами изменяется структура порового пространства породы в зоне и вокруг перфорационного канала. Как показали лабораторные эксперименты, около 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными продуктами горения.

В момент перфорации может иметь место как *разрыхление*, так и *уплотнение* породы вокруг канала.

Основными преимуществами бескорпусных перфораторов являются: легкость, удобство в обращении, достаточная гибкость, позволяющая спускать их в скважину малого диаметра и через суженные участки обсадной колонны, более высокое, чем у корпусных перфораторов тех же габаритов, пробивное действие и возможность отстрелять за один спуск большее число зарядов и вскрыть пласт большей мощности.

Ленточные перфораторы с зарядами в стеклянных или ситалловых оболочках мало засоряют скважину осколками, хорошо проходят в скважину, дают возможность судить о работе каждого заряда по деформации гнезд в лентах, позволяют за один спуск вскрыть разобщенные пласты, если использовать соответствующее число не оснащенных зарядами лент при сплошном ДШ. В то же время деформируемая при взрыве зарядов лента затрудняет извлечение отстрелянного перфоратора из скважины и может привести к прихвату, особенно в случае неполной детонации или отказа отдельных зарядов. Заряды простреливают стенки скважины в одной плоскости (перфораторы типов КПРУ и ПР в двух плоскостях), в связи с чем ухудшаются условия вскрытия пласта

и увеличивается степень повреждения обсадной колонны и цементного камня.

Перфораторы типа ПРК с зарядами в алюминиевых оболочках на утяжеленном жестком каркасе обладают лучшей проходимостью в скважине по сравнению с ленточными и полностью разрушающимися перфораторами. Малая деформация каркаса не затрудняет извлечение отстрелянных перфораторов типа ПРК из скважины, в том числе через насосно-компрессорные трубы. Перфораторы типа ПРК засоряют скважину осколками больше, чем ленточные, но меньше, чем полностью разрушающиеся перфораторы. По деформации каркаса можно судить о полноте срабатывания зарядов.

Основное преимущество полностью разрушающихся перфораторов (кроме ПРЧОО) – возможность спуска через насосно-компрессорные трубы, а также вскрытие пластов при загерметизированном устье скважины и стационарно спущенной колонне НКТ.

Недостаток разрушающихся перфораторов – значительное засорение скважины осколками оболочек зарядов и обойм, которые из-за низкой плотности, сравнимой с плотностью утяжеленных растворов, могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в колонне или закупорить штуцер, затрудняя испытание и эксплуатацию скважины. По этой же причине повторный спуск перфоратора нежелателен, в случае необходимости, например при спуске через насосно-компрессорные трубы, требуется предварительное шаблонирование. Размеры осколков увеличиваются с ростом гидростатического давления в зоне перфорации.

Разрушающийся перфоратор ПР100 обладает высоким пробивным действием и способен вскрыть пласт в скважине многоколонной конструкции, но в то же время он оказывает большое воздействие на обсадную колонну и цементный камень. Правда, при наличии трех или четырех зацементированных

ванных колонн повреждение внутренней колонны обычно невелико и не может заметно нарушить разобщение пластов.

Однако при использовании корпусных перфораторов также не исключаются скачки давления во время перфорации.

Так, по данным ПО «Ноябрьскнефтегаз», при использовании перфораторов ПК-105 скачок давления составляет 59,5 МПа, а ПКО-73 – 53,5 МПа [52]. Такие давления могут привести к разрушению цементного камня за обсадной колонной и образованию канала между обсадной колонной и цементным камнем.

Другие типы кумулятивных перфораторов (табл. 15) также имеют высокую пробивную способность.

Бескорпусные перфораторы ПР-43 и ПР-54 спускаются в скважину на каротажном кабеле через насосно-компрессорные трубы.

Для вскрытия продуктивных пластов на депрессии и пластов с аномально высокими давлениями, а также для проведения перфорации в «пологих» скважинах и скважинах с горизонтальным окончанием используются перфораторы *ПНКТ-73* и *ПНКТ-89*, т.е. перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах.

Поэтому достоинства и недостатки *перфораторов типа ПНКТ* следует рассматривать в сравнении с другими перфораторами, позволяющими вскрыть пласт в этих же условиях, т.е. с малогабаритными перфораторами, спускаемыми через насосно-компрессорные трубы, главным образом с бескорпусными перфораторами.

При строительстве БС в основном применяют кумулятивную перфорацию. Кардинальным направлением совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией является перфорация на депрессии при герметизированном устье скважины, осуществляемая с применением перфораторов, спускаемых на НКТ.

Применяемые типы и техническая характеристика перфораторов

Параметр	Пулевые перфораторы	Кумулятивные перфораторы							
	ПВКТ70 ПВТ73	корпусные					бескорпусные		
		ПК85ДУ ПК105ДУ	ПК80Н ПК95Н	ПНКТ73 ПНКТ89	ПКО73 ПКО89	ПКОТ73 ПКОТ89	ПКСУЛ80 ПКСУЛ80-1 ПКС105У	ПР43 ПР54	КПРУ65
Максимальное гидростатическое давление, МПа	100	80	120	100	45 70	120	50;80	80	80
Максимальная температура, °С	200	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100;150	150	150
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ), мм	98	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76
Максимальное число зарядов, отстреливаемых за запуск	12 10	20	20	250	60 20	40 20	100	100	300

Параметр	Пулевые перфораторы	Кумулятивные перфораторы							
	ПВКТ70 ПВТ73	корпусные					бескорпусные		
		ПК85ДУ ПК105ДУ	ПК80Н ПК95Н	ПНКТ73 ПНКТ89	ПКО73 ПКО89	ПКОТ73 ПКОТ89	ПКСУЛ80 ПКСУЛ80-1 ПКС105У	ПР43 ПР54	КПРУ65
Плотность пер- форации, отв./м	2	12	12	6	10 6	10	6 11 6	10	8
Полная длина канала, мм		95 145	185 255	155 250	155 200	155 250	165 165 275	120 150	200
Средний диаметр канала, мм	25 20	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9

В качестве перфорационной среды возможно применение инвертно-эмульсионных растворов, нефти, дизтоплива, водного раствора сульфанола, полимерных растворов, водных растворов хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn, пластовой воды (рис. 42).

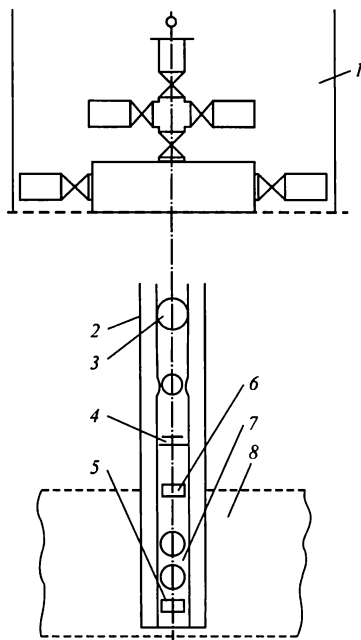


Рис. 42. Схема размещения перфоратора типа ПКНТ в скважине: 1 – арматура устьевая; 2 – обсадная колонна; 3 – резиновый шар; 4 – циркуляционный клапан; 5 – ударно-наклонный механизм; 6 – приспособление инициирования заряда; 7 – перфоратор; 8 – продуктивный пласт

Для вскрытия пластов на репрессии с помощью перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах, используют корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, которые срабатывают от механизма ударного действия (от нажима резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости).

15. ОСВОЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

При выборе метода и жидкости освоения скважины основное внимание следует уделять сохранению свойств призабойной зоны пласта.

Вызов притока осуществляется путем создания депрессии на вскрытый продуктивный пласт, что достигается заменой жидкости в скважине на другую с меньшей плотностью, а при необходимости – снижением ее уровня.

При насосной эксплуатации скважины вызов притока производится путем запуска в работу внутрискважинного оборудования.

Величина допустимой депрессии при освоении скважины определяется по формуле

$$\Delta P = P_{\text{пл.н}} - (P_{\text{пл.в}} - \rho h),$$

где $P_{\text{пл.н}}$ – пластовое давление в нефтеносном горизонте, МПа;

$P_{\text{пл.в}}$ – пластовое давление в водоносном горизонте, МПа;

ρ – допустимый градиент перепада давления на цементное кольцо, принимается равным 2,0 МПа;

h – толщина глинистой перемычки между разобщающими горизонтами, м.

Перепад пластового и забойного давлений в эксплуатационной колонне не должен превышать установленного значения согласно требованиям нормативных документов [17, 18, 19].

Интервал времени между окончанием перфорации и началом вызова притока должен быть минимальным, т.е, соответствовать существующим нормам времени на проведение работ, предшествующих вызову притока (спуск НКТ, оборудование устья и т.д.). При перфорации на депрессии вызов притока осуществлять сразу же после ее проведения.

Вызов притока из пласта достигается во всех случаях путем снижения забойного давления одним из методов, указанных в табл. 16. Забойное давление снижается до получения притока либо до достижения допустимой депрессии на пласт.

Продукция пласта, получаемая при освоении и отработке скважины после ее очистки от бурового раствора, должна направляться в нефтесборную сеть [33].

Для БС, перфорируемых при депрессии, в случае отсутствия притока после перфорации забойное давление снижается до допустимо возможного, исходя из прочности цементного кольца и эксплуатационной колонны.

Вызов притока из пластов с повышенными и аномально высокими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии на пласт путем замены бурового раствора на более легкую жидкость.

Вызов притока из пластов с нормальными и аномально низкими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии путем замены бурового раствора на более легкую жидкость и последующего снижения уровня жидкости в скважине (см. прил. 1).

Способ создания депрессии выбирается исходя из конкретных условий: глубины скважины, пластового давления, технического состояния скважины, наличия оборудования, материалов, технических средств и опыта освоения аналогичных объектов.

Наличие сероводорода в продукции скважин обуславливает особые условия освоения.

При наличии в попутном газе сероводорода до 6 % по объему эксплуатационная колонна, насосно-компрессорные трубы, глубинное оборудование, устьевая арматура должны быть предназначены для работы в сероводородной среде в соответствии с правилами безопасности [34].

Возможные способы снижения давления в скважине

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода						
	Способ		Технические средства	Коэффициент аномальности пластового давления			Наличие в продукции H_2S и CO_2
				1,0	1,0–1,3	>1,3	
1. Замена жидкости в скважине на более легкую	1.1	На буровой раствор меньшей плотности [31]	ЦА			+	+
	1.2	На воду [31]	ЦА		+	+	+
	1.3	На безводную дегазированную нефть [31]	ЦА, АЦ	+	+		+
	1.4	На пенную систему, у которой:					+
	1.4.1	в качестве дисперсной среды – азот [18]	ЦА, АГУ-8К	+	+		
	1.4.2	в качестве дисперсной среды – дымовые газы	ЦА, ДГ	+	+		+
2. Снижение уровня	2.1	Свабирование [31]	Сваб-подъемник				+
	2.2	Глубинный насос [27, 28]	Погружной насос	+			

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода						
	Способ		Технические средства	Коэффициент аномальности пластового давления			Наличие в продукции H ₂ S и CO ₂
				1,0	1,0–1,3	>1,3	
	2.3	С помощью сжатого газа					
	2.3.1	Сжатым азотом [18]	АГУ-8К	+	+		+
	2.3.2	Азотирование через пусковые отверстия в НКТ [31]	КС	+	+		
	2.4	Пенные системы по пункту 1.4					
3. Комбинация первых двух методов	3	Замена жидкости на более легкую с последующим сни- жением уровня:					
	3.1	глубинным струйным насосом [19]	ЦА, глубин- ный насос	+	+	+	+
	3.2	дымовым газом	ЦА, ДГ	+	+		+
	3.3	вытеснение жидкости из скважины азотом [18]	ЦА, АГУ-8К	+	+		+

ЦА – цементируочный агрегат; АГУ-8К – автомобильная газификационная азотная установка; КС – передвижная компрессорная станция; АЦ – автоцистерна; ДГ – установка для производства дымовых газов.

Вызов притока – технологический процесс снижения противодавления на забое скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начнется течение флюида из пласта в скважину. Освоение скважины – комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей скважины в разряд действующих. Освоение скважины включает вызов притока жидкости из пласта или опробование закачкой в него рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью пласта.

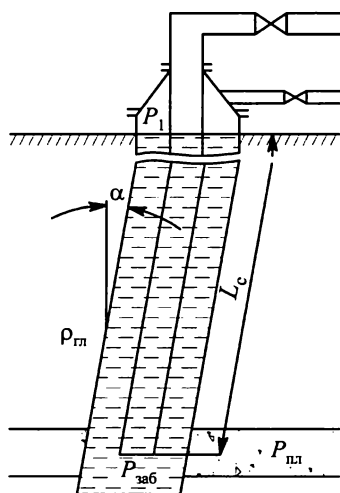


Рис. 43. Схема скважины, заглушенной жидкостью глушения

Давление, создаваемое столбом жидкости на забой скважины:

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{гл}} g L_c \cos \alpha + P_{\text{у}},$$

где $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{у}}$ – соответственно давление на забое и устье, Па;
 $\rho_{\text{гл}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³;

При освоении скважины должны быть обеспечены сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне и цементного камня за эксплуатационной колонной, предотвращение деформации эксплуатационной колонны, прорывов пластовых вод, газа, открытых нефтегазоводопроявлений, снижения проницаемости призабойной зоны, загрязнения окружающей среды и других негативных явлений.

Рассмотрим схему, представленную на рис. 43.

Скважина заполнена до устья жидкостью глушения.

L_c – длина скважины, м;

α – угол отклонения скважины от вертикали, град.

Если забойное давление больше пластового ($P_{пл}$), то на пласт действует репрессия ΔP_p ,

$$\Delta P_p = P_{заб} - P_{пл}.$$

При проявлении репрессии часть жидкости глушения может поглощаться пластом. Процесс снижения противодействия на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами, при этом возможны последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления, представленные в табл. 17.

Таблица 17

Фазы вызова притока жидкости из пласта

Фазы вызова притока	Характер поглощения жидкости пластом	Забойное давление
I	Поглощение пластом жидкости глушения возрастает	Возрастает до максимальной величины ($P_{заб. макс}$)
II	Поглощение пластом жидкости глушения прекращается полностью	Снижается до величины пластового давления ($P_{заб} = P_{пл}$)
III	Поглощение пластом жидкости глушения прекращается полностью. Начинается вызов притока	Снижается ниже величины пластового (создается определенная депрессия ($\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$, $\Delta P > 0$))

Физические основы вызова притока и освоения скважины заключаются в исследовании степени и характера изменения противодействия на пласт, что связано с необходимостью проведения ряда гидродинамических расчетов технологических процессов вызова притока и освоения [44].

16. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, коэффициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества скважин.

По каждой выводимой из строительства скважине с законченным бурением БС проводится комплекс гидродинамических исследований, включающий:

- исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

- исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценки коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

- исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости и ее обводненности от глубины измерения в пределах общего интервала перфорации и определением дебита жидкости и обводненности для отдельных участков перфорированного интервала;

- отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти.

Гидродинамические исследования и измерения, обработка результатов исследований осуществляются в соответствии с требованиями «Инструкции по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин» (РД 39-3-593–81)

и методических указаний «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений (РД 153-39.0-109-01).

Фильтрационные характеристики продуктивного пласта определяют по данным гидродинамических исследований скважин. Существуют два основных способа проведения исследований: при установившихся и неустановившихся режимах.

При проведении гидродинамических исследований при установившихся режимах строят индикаторные диаграммы – графики в координатах «Дебит – Депрессия».

Порядок интерпретации индикаторных диаграмм (рис. 44) следующий. Фактические значения дебитов и депрессий наносятся на график в координатах $(\Delta P, Q)$. Если полученные точки соединяются прямой линией, выходящей из начала координат, то делается вывод о том, что в пласте имеет место установившееся движение жидкости по линейному закону фильтрации, т.е. справедлива формула Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины;

$P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}$ – соответственно пластовое и забойное давления;

k – проницаемость пласта,

h – его толщина;

μ – динамическая вязкость нефти;

r_k, r_c – соответственно радиусы контура питания и скважины.

На линии выбирается произвольная точка, для которой определяются значения дебита и депрессии, по которым определяется коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q'}{\Delta P'} \quad (2)$$

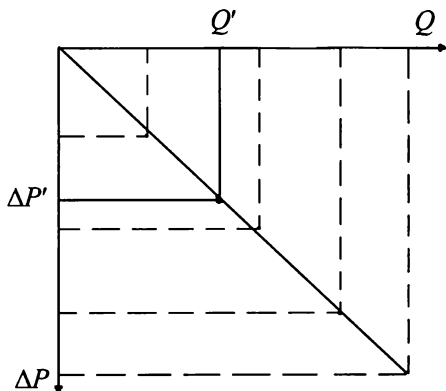


Рис. 44. Обработка индикаторной диаграммы по формуле Дюпюи

По определенному коэффициенту продуктивности в соответствии с формулой (2) можно вычислить значение коэффициента проницаемости.

$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi h} \quad (3)$$

Если индикаторная диаграмма выпукла к оси дебитов, то ее интерпретация выполняется в соответствии с двучленной формулой притока:

$$\Delta P = AQ + BQ^2, \quad (4)$$

где A – коэффициент фильтрационных сопротивлений, обусловленный проявлением сил вязкостного трения;

B – коэффициент фильтрационных сопротивлений, обусловленный проявлением инерционных сил.

Для обработки индикаторной диаграммы уравнение (4) преобразуется:

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + BQ. \quad (5)$$

Индикаторная диаграмма перестраивается в координатах $\left(\frac{\Delta P}{Q}, Q\right)$ (рис. 45). Согласно формуле (5) она будет прямой линией.

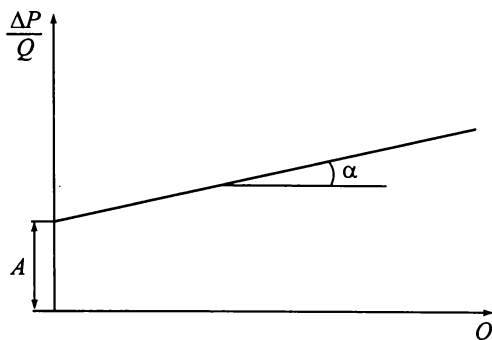


Рис. 45. Обработка индикаторной диаграммы по двучленной формуле

Прямая линия отсекает на оси ординат отрезок A , по углу ее наклона определяют коэффициент $B = \operatorname{tg} \alpha$.

Коэффициенты A и B несут информацию о процессе фильтрации, также по их значениям определяются другие величины, например коэффициент проницаемости:

$$k = \frac{\mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi Ah}. \quad (6)$$

Коэффициент проницаемости, полученный при обработке результатов исследования скважин при установившихся режимах, характеризует всю зону дренирования пласта в среднем.

Самый распространенный способ исследования скважин при неустановившихся режимах – снятие кривой восстановления давления. Для этого скважину, работающую при уста-

новившемся режиме, останавливают и фиксируют темпы восстановления забойного давления. По результатам замеров строится график – кривая восстановления давления (КВД) (рис. 46).

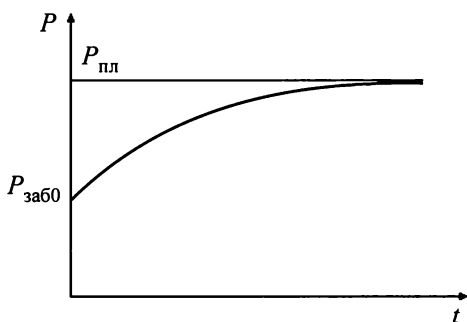


Рис. 46. Кривая восстановления давления в координатах $P - t$

Чаще всего обработку КВД производят в соответствии с методом касательной, основанным на использовании основного уравнения упругого режима:

$$\Delta P_t = P_{забt} - P_{заб0} = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246\chi t}{r_c^2}, \quad (7)$$

где χ – пьезопроводность пласта;

t – время, прошедшее после остановки скважины.

Обозначив

$$\frac{Q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246\chi}{r_c^2} = A, \quad (8)$$

$$\frac{Q\mu}{4\pi kh} = B, \quad (9)$$

уравнение (7) можно записать в виде

$$\Delta P_t = A + B \ln t. \quad (10)$$

В соответствии с формулой (10) КВД в координатах $\Delta P - \ln t$ является прямой линией. Однако на форму фактической кривой восстановления давления влияют некоторые факторы, которые обуславливают отклонение начального участка фактической КВД от прямой (рис. 47).

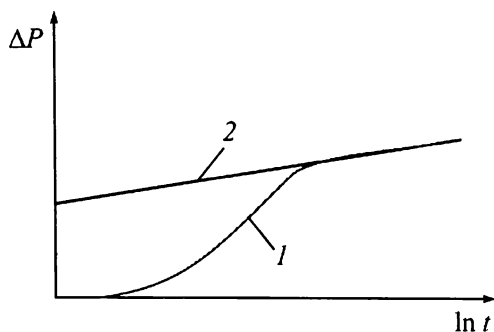


Рис. 47. Фактическая (1) и теоретическая (2) кривые восстановления давления

Для обработки следует выбирать участок, на котором КВД приближается к своей асимптоте. Продолжением прямолинейного участка до оси ординат определяют значение A , по уклону этого участка – B ($B = \tan \alpha$) (рис. 48).

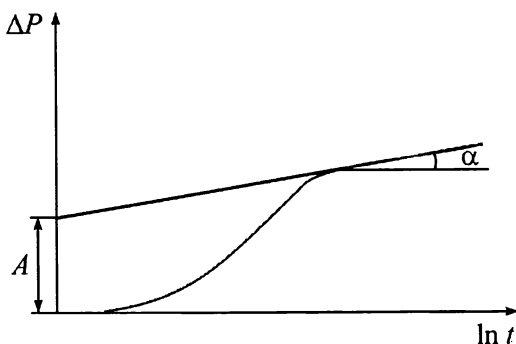


Рис. 48. Обработка КВД

В соответствии с формулой (9) определяется гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{4\pi B} \quad (11)$$

и проницаемость пласта

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h}. \quad (12)$$

Проницаемость, определенная при обработке КВД методом касательной, характеризует удаленную зону пласта. Для оценки состояния призабойной зоны пласта производят расчет скин-фактора S , который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в этой зоне. Величина S будет положительной, если проницаемость ПЗП меньше проницаемости его удаленной зоны. И наоборот, при улучшенном состоянии ПЗП скин-фактор отрицательный.

Для определения скин-фактора в РД предложено использовать формулу

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{\text{спр}}}, \quad (13)$$

в которой приведенный радиус скважины

$$r_{\text{спр}} = \sqrt{\frac{2,246\chi}{e^{\frac{A}{B}}}}, \quad (14)$$

где A – отрезок, отсекаемый продолжением выделенного при обработке методом касательной прямолинейного участка на оси ординат [44].

17. АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВОГО СТВОЛА

17.1. Классификация аварий и осложнений

Аварией считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины (бокового ствола), требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Аварии происходят из-за поломки, оставления или падения в скважину элементов обсадных или буровых колонн, из-за неудачного цементировании обсадных колонн, прихвата, открытого фонтанирования и падения в скважину различных предметов.

Нарушения непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) БС при соблюдении технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-геологического характера, такими как поглощение, нефтегазопроявление, выбросы, осыпи, обвалы, желобные выработки, искривление ствола и другими, а также стихийными бедствиями в отличие от аварий называют *осложнениями*.

В зависимости от вины исполнителя работ, определяющей порядок и размер оплаты труда за время проведения ликвидационных работ, аварии подразделяются на две группы:

1 Аварии, возникшие по субъективным причинам и происшедшие, как правило, по вине исполнителя работ.

2. Авария, возникшие по объективным причинам.

Наибольшее число аварий в скважинах возникает по субъективным причинам. Поэтому одной из основных мер профилактики и сокращения числа аварий является строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Началом аварии следует считать время ее возникновения, а не обнаружения, так как во времени они часто не совпадают из-за недостаточной квалификации обслуживающего персонала, а также слабой оснащенности буровых установок (подъемных агрегатов) контрольно-измерительной и регистрирующей аппаратурой или ее неисправного состояния. Окончанием аварии считается момент восстановления условий, предусмотренных геолого-техническим нарядом, производственными инструкциями, дополнительными указаниями лиц геолого-технического персонала.

В зависимости от характера возникновения выделяют следующие группы аварий:

- аварии с элементами бурильной колонны;
- обрыв бурильных труб;
- авария с долотами;
- прихваты бурильных и обсадных колонн (хвостовиков);
- аварии с обсадной колонной (хвостовиком) и элементами ее оснастки;
- аварии из-за неудачного цементирования; аварии с забойными двигателями;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии.

К прочим авариям, происшедшим в процессе бурения, относятся аварии при промыслово-геофизических работах в скважине (прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, различных приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств, применяемых при исследовании скважины и вспомогательных работах в ней), а также аварии с испытателями пластов при опробовании скважин в процессе бурения и аварии I и II категорий, расследуемые в соответствии с инструкцией Ростехнадзора.

В нефтегазодобывающей промышленности и геолого-разведочных работах распределение аварий по категориям I и II следующее:

– аварии категории I: открытые нефтяные и газовые фонтаны, приведшие к разрушению или уничтожению объекта, вызвавшие восстановительные работы;

– аварии категории II: падение или разрушение вышек в процессе строительства или перетаскивания, падение элементов талевой системы (кронблока, талевого блока, крюка), взрывы и пожары на буровых объектах, приведшие к выходу из строя оборудования, необходимости капитального ремонта его и остановки объекта.

Извещения о всех авариях с человеческими жертвами, так же как и об авариях категорий I и II, посылаются немедленно в соответствующую инспекцию Ростехнадзора, а также органы местной прокуратуры, МВД.

В извещениях указываются дата, место аварии, номер бурящейся скважины, площадь, характер аварии и другие необходимые сведения.

17.2. Порядок взаимоотношений между подрядчиком и заказчиком

При возникновении аварии (осложнения) – нарушения технологического режима, приведшего к задержке строительства БС – руководитель работ подрядчика должен поставить в известность ответственного представителя заказчика и принять экстренные меры по устранению аварии (осложнения). О случившейся аварии в обязательном порядке должно быть извещено руководство предприятия подрядчика и заказчика и орган государственного горного надзора (при подконтрольности объекта государственному горному надзору).

Случаи аварий при строительстве БС рассматриваются и регистрируются заказчиком и подрядчиком работ.

Работы по ликвидации аварии выполняются по плану, совместно разработанному и утвержденному руководителями предприятий заказчика и подрядчика. При составлении плана используются такие методы и средства, которые позволяют,

помимо ликвидации аварии, обеспечить соблюдение охраны труда и окружающей среды.

В случае когда для устранения аварии необходимо использование технических средств заказчика или другого подрядчика, работы по устранению выполняются с применением взаимосогласованных мер.

Случаи открытых фонтанов, пожаров, взрывов на скважинах при строительстве БС, приведшие к значительным материальным потерям и иным тяжелым последствиям, рассматриваются в ряду аварий, подконтрольных государственному горному надзору, расследуются и учитываются в соответствии с утверждаемыми им нормативными документами.

Для расследования причин аварии заказчик и подрядчик создают комиссию с участием (при необходимости) представителя органа государственного горного надзора, решение которой оформляется соответствующим *актом об аварии*.

В случае возникновения аварии в результате поставки некачественных оборудования, инструмента и материалов подрядчик обязан предъявить рекламацию заводу-изготовителю или поставщику в соответствии с действующими положениями в установленные сроки.

После ликвидации аварии на скважине (в течение 24 ч с момента ее ликвидации) составляется *акт о ликвидации аварии*.

Оплата проведения работ по ликвидации аварии, допущенной по вине подрядчика, регулируется договорными отношениями. Работы по ликвидации аварии, допущенной по вине заказчика или по причине несоответствия выданной заказчиком информации действительному состоянию скважины, подлежат оплате по фактически выполненному объему работ, а время, затраченное на ликвидацию аварии, включается в нормативную продолжительность строительства бокового ствола.

17.3. Профилактика недопущения аварий

Основной мерой профилактики и сокращения числа аварий является строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

К первоочередным технико-технологическим требованиям по недопущению аварий необходимо отнести следующие:

- техническое состояние бурового оборудования должно соответствовать паспортным характеристикам и удовлетворять возможности строительства бокового ствола скважины;
- бурильный инструмент и буровое оборудование перед применением должны быть тщательно проверены и тестированы на соответствие техническим нормам и нормативам;
- технические характеристики бурового оборудования должны обеспечивать возможность реализации проектных технологических решений при проводке БС;
- бурение БС должно осуществляться в полном соответствии с рабочими проектами и технологическими регламентами на строительство скважин;
- бригада по реконструкции или ремонту скважины путем бурения БС должна быть полностью укомплектована квалифицированными специалистами, подготовленными к работе по строительству БС и имеющими соответствующий практический опыт;
- качественный и производительный труд бригады должен обеспечиваться за счет:
 - а) бесперебойного снабжения необходимыми инструментами и расходными материалами;
 - б) внедрения передового опыта и рационального использования рабочего времени;
 - в) совершенствования навыков работы членов бригады с имеющимся оборудованием;

- г) внедрения новой техники и технологий;
- д) строгого соблюдения правил техники безопасности и производственно-технологической дисциплины.

18. ПОРЯДОК ПЕРЕДАЧИ И ПРИЕМКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Условия и порядок передачи скважины от исполнителя (бурового подрядчика) заказчику регламентируется правилами разработки нефтегазовых месторождений.

Передача скважины подрядчику для проведения работ по ее реконструкции или ремонту путем бурения БС и приемка скважины и прилегающей территории от подрядчика после проведения работ по ее реконструкции или ремонту осуществляется на основании соответствующих актов (прил. 7).

При передаче эксплуатационной скважины с БС буровой подрядчик обязан передать заказчику следующие документы:

- проект или программу на строительство БС;
- акты о начале и окончании бурения БС;
- акты об измерении альтитуды устья обсадной эксплуатационной колонны;
- материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
- расчеты хвостовика, меру обсадных колонн, диаметр, толщину стенки, марку стали, интервалы размещения фильтров;
- акты цементирования хвостовика, расчет цементирования, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о высоте подъема цемента, данные об удельном весе бурового раствора в БС перед цементированием;
- планы работ по освоению (прил. 6);

- акты на перфорацию хвостовика с указанием интервала перфорации, способа перфорации и числа отверстий;
- акт освоения с приложением результатов исследования скважины (дебит, давление, анализ нефти, газа, воды);
- меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа;
- паспорт скважины с данными о процессе бурения, нефтегазопрооявлениях;
- акты о сдаче геологических документов по скважине.

Передача скважины с БС и технической документацией оформляется актом сдачи-приемки выполненных работ по реконструкции или ремонту путем бурения БС (см. прил. 7).

Передача скважины с БС в эксплуатацию осуществляется буровым подрядчикам при положительном заключении территориального органа Ростехнадзора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ геолого-технологических условий строительства боковых стволов НПО «Буровая техника»: отчет по договору № 0510153 от 10.03.05 г. с ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2005.
2. Архангельский В.Н. Выбор класса и повышение буровой установки // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – 2003. – № 2.
3. Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. Крепление и цементирование скважин. – М.: Недра, 1983.
4. Барский И.Л. О новых подходах к математическому обеспечению проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин // Технология ТЭК. – Июнь, 2005. – С. 2.
5. Белоруссов В.О. Проблема оценки качества заканчивания скважины // Бурение и нефть. – 2004. – № 11.
6. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. – Екатеринбург, 2000.
7. Техника и технология крепления наклонно направленных и горизонтальных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» с применением разработок ОАО НПО «Буровая техника» / В.И. Ванифатьев [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2000. – № 1.
8. РД-39-2-1156–84. Временное методическое руководство по восстановлению гидравлической программы бурения скважин / ВНИИБТ. – М., 1985.
9. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: Недра, 2002.
10. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997.
11. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно направ-

ленного или горизонтального ствола скважины. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. Губкина, 2003.

12. Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода (6 %) и других вредных и агрессивных веществ. – М., 1982.

13. РД 39-0148052-550–88. Инструкция по забуриванию дополнительного ствола из обсаженной эксплуатационной скважины / ВНИИБТ. – М., 1986.

14. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность № 10-13/137 / Госгортехнадзор РФ. – М., 1998.

15. Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ. – М., ВНИИОЭНГ, 1979.

16. РД-39-0014-7001-767–2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000.

17. РД 39-1-107–79. Инструкция по освоению скважин с применением пен. – М., 1979.

18. РД 39-2-1219–84. Инструкция по освоению скважин с использованием передвижных газификационных установок типа АГУ-8К. – М., 1984.

19. РД 39-2-1306–85. Инструкция по освоению скважин с использованием струйных насосов. – М., 1985.

20. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997.

21. Инструкция по эксплуатации комплексов управляемых клапанов-отсекателей для нефтяных и газовых скважин КУСА-89-350 и КУСА 89-350-Э. – Баку, 1979.

22. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильной колонны / А.Г. Калинин [и др.]. – М.: Недра, 1995.

23. Калинин А.Г. Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: справочник. – М.: Недра, 1990.

24. Комплексы технических средств для крепления скважин хвостовиками 102, 114, 127 мм / Тяжпрессмаш-ЗЭРС. – Рязань, 2003.

25. Комплекс технических средств для крепления скважин хвостовиками / АООТ «Тяжпрессмаш». – Рязань, 2004.

26. РД 39-0148052-537–87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ / ВНИИБТ. – М., 1987.

27. РД 39-1-289–79. Методика подбора оптимального типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки. – М., 1979.

28. Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам УМП ЭЦН-79 / В.Н. Филиппов [и др.]. – М.: ОКБ БН, 1979. – 169 с.

29. РД 39-18-045–2001. Методика по выбору реологических свойств буровых растворов и технологии очистки горизонтальных скважин» / ОАО «Газпром» ВНИИГАЗ. – М., 2001.

30. РД 08-120–96. Методические указания по проведению анализа риска опасных промышленных объектов / Госгортехнадзор РФ. – М., 1996.

31. Минеев Е.П., Сидоров Н.А. Практическое руководство по испытанию скважин. – М.: Недра, 1981.

32. Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины / А.С. Оганов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 9.

33. РД 39-2-352–80. Положение о порядке выполнения работ УБР и НГДУ на заключительном этапе строительства эксплуатационных скважин. – М., 1980.

34. ПБ08-624–03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 г. – М., 2003.

35. Прохоренко В.В. Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны для бурения скважин. Программное обеспечение // Бурение. – 2002. – № 2.

36. Рекомендации по выбору резьбовых соединений обсадных бурильных и насосно-компрессорных труб, используемых при строительстве наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин / АООТ «ВНИИТнефть», ВНИИБТ, Ассоциация буровых подрядчиков: согл. с Госгортехнадзором России письмом № 10-13/51204.08 от 1999 г.

37. Сводный каталог «Sperry-SUN» 2003–2004 гг. – М., 2004

38. Сводный каталог « SMF International» 1994–1995 гг. – М., 2005.

39. Современные технологии и средства для крепления нефтяных и газовых скважин / НПО «Бурение». – Краснодар, 2003.

40. Трубы нефтяного сортамента. – М.: Недра, 1987.

41. Прохоренко В.В., Оганов Г.С. Типы профилей боковых стволов восстанавливаемых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 1999. – № 11.

42. Технологический регламент «Технология бурения многозабойных скважин», СТИ ВНИИБТ. – М., 2003.

43. The TAML Classification System – международная классификация горизонтально-разветвленных скважин (TAML – Technology Advancement for Multi-Laterals) // Oil and Gas Journal. – February, 2003.

44. Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Крепление, испытание и освоение скважин при разработке нефтяных месторождений: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 231 с.

45. ПБ 08-624–03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 05.06 2003 г. – М., 2003.

46. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин: согл. с Госгортехнадзором России от 11.06.97 г. № 10-13/2.98. – М., 1998.

47. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин: согл. с Госгортехнадзором от 12.03.97 г. № 10-13/127. – М., 1997.

48. Инструкция по техническому диагностированию состояния передвижных установок для ремонта скважин (РД 08-195-98): утв. постановлением Госгортехнадзора России от 24.03.98 г. № 15. – М., 1998.

49. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб: согл. с Госгортехнадзором России от 09.07.98 г. № 10-03/356. – М., 1998.

50. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности: утв. постановлением от 31.12.98 г. № 80. – М., 1998.

51. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность: согл. с Госгортехнадзором России от 24.02.99 г. № 10-13/137. – М., 1999.

52. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов: утв. постановлением Госгортехнадзора России № 10 от 22.03.2000 г. – М., 2000.

53. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федер. закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

54. РД 08-435–02. Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте: утв. Госгортехнадзором РФ от 11.03.2002 г. постановлением № 14. – М., 2002.

55. Инструкция по расследованию аварий с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами и составлению документов для предъявления рекламаций / Ассоциация буровых подрядчиков. – М., 1997.

56. РД 39-0148052-537–87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ / ВНИИБТ. – М., 1987.

57. Методические указания по проведению анализа риска опасных промышленных объектов: утв. постановлением Госгортехнадзора России № 29 от 12.06.96 г. – М., 1996.

58. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 06.11.98 г. № 64. – М., 1998.

59. Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности: утв. постановлением Госгортехнадзора России № 19 от 17.03.1999 г.

60. Положение о Федеральном горном и промышленном надзоре России: утв. Постановлением Правительства РФ от 03.12. 2001 г. № 841. – М., 2001.

61. РД 39-0014001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин: утв. ОАО «Газпром» от 25.07.2000 г. – М., 2000.

62. О лицензировании отдельных видов деятельности: Федер. закон № 128-ФЗ от 08.08.2001 (ред. от 29.12.2010) // Доступ из справ.-правово системы «КонсультантПлюс»».

63. РД 08-625-03. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины: утв. Госгортехнадзором России постановлением № 69 от 27.12.2002 г.; введ. в действие с 01.06.2003 г. – М., 2003.

64. ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документация на строительство скважин нефть и газ. М., Миннефтепром от 06.08.86 г., Мингазпром от 04.12.86 Мингео от 21.12.86 г. – М., 1986.

65. ППВО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности: утв. Миннефтепром СССР. – М., 1985.

66. ГОСТ 12.2.041–86. Оборудование буровое. Требования безопасности. – М., 1986.

67. РД 39-2-682–82. Инструкция по бурению скважин роторным способом. – М., 1982.

68. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1980. – 80 с.

69. ГОСТ 1581–96, Портландцементы тампонажные. Технические условия / Межгосударственный стандарт. – М., 1998. – 14 с.

70. РД 39-2-819–82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин МНП / ВНИИКрнефть. – 1983.

71. Положение о расследовании и учете несчастных случаев на производстве: утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.03.99 г. – М., 1999.

72. Положение о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 08.06.99 г. № 40. Регистрация Минюст России от 02.07.99 г. № 1819. – М., 1999.

73. ГОСТ 12.0.004–90. ССБТ. Организация обучения по безопасности труда. Общие положения. – М., 1990.

74. РД 04-265–99. Положение о порядке подготовки к аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 11.01.99 г. № 2. Регистрация Минюст России от 12.02.99 г. № 1706. – М., 1999.

75. НРБ-99, СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности: утв. Минздравом России в 1999 г. – М., 1999.

76. О недрах: Федер. закон № 2395-1 от 21.02.92 г. // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

77. О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации «О недрах»: Федер. закон № 27-ФЗ от 03.03.95 г. // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

78. Об экологической экспертизе: Федер. закон № 174-ФЗ от 23.11.95 г. // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

79. Об охране окружающей среды: Федер. закон № 2060-1 от 19.01.91 г. (изм. и доп. от 12.06.93 г. № 5076-1) // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

80. ОСТ 51.01-06–85. Охрана природы. Гидросфера. Правила утилизации отходов бурения и нефтегазодобычи в мире. – М., 1985.

81. Об охране окружающей природной среды: Закон Российской Федерации № 2060-1 от 19.12.91 г. // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

82. Об охране атмосферного воздуха: Федер. закон от 04.05.99 г. // Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

83. Рекомендации по экологическому сопровождению инвестиционно-строительных проектов. – М., 1998.

84. Охрана природы. Атмосфера // Госстандарты: сб. – М.: Изд-во стандартов, 1998.

85. Охрана природы. Гидросфера // Госстандарты: сб. – М.: Изд-во стандартов, 1998.

86. Охрана природы. Почвы // Госстандарты: сб. – М.: Изд-во стандартов, 1998.

87. РД 39-133–94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ. – М., 1994.

88. РД 39-22-719–82. Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин. – М., 1982.

Таблица П1

Технико-технологические характеристики применяемых телесистем для бурения боковых стволов

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Измеряемые параметры				
Зенитный угол	+	–	+	+
Азимут	+	–	+	+
Азимут отклонителя	+	–	+	+
γ-излучение	+	+	+	+
Температура	–	–	+	+
Резистивиметр	–	–	+	–
Технологическая характеристика телесистем				
Максимальная забойная температура, °С	120	150	140	120
Максимальное давление на забое, МПа	60	60	60	60

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Диаметр забойного модуля, мм	54, 42	44,5	—	42
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	3000	нет ограничений	—	нет ограничений
Время обновления информации, с	21	0,05	8,75	0,05
Специальное оборудова- ние для оснащения бурового инструмента	антенна, спец. обо- рудованные буриль- ные трубы	вертлюг с либрика- тором, контактная муфта геофизиче- ского кабеля	гаситель пульсации давления	токоприемник, электропроводные секции в ведущей и каждой буриль- ной трубе
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	—	нет
Необходимость в геофи- зическом подъемнике	нет	да	нет	периодически

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Дополнительные операции при наращивании	нет	разъединение и подъем контактной муфты в ведущую трубу	нет	нет
Ограничения при вращении бурильной колонны	нет	да	нет	нет
Измеряемые параметры				
Зенитный угол	0–180(+/-0,25)	0–130 (+/-0,2)	+	0–180 (+/-0,1)
Азимут, град	0–360 (+/-2,0)	0–360 (+/-1,5)	+	0–360 (+/-0,5)
Отклонитель, град	0–360 (+/-2,0)	+	+	+/-180 (+/-1,0)
Азимут отклонителя, град	–	–	+	–
γ-излучение	–	+	+	+
Температура, °С	–	+	+	–

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Spergy-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Уровень продольной и поперечной вибрации	–	–	–	+
Резистивиметр	–	–	+	–
Технологическая характеристика телесистем				
Максимальная забойная температура, °С	105	125	140	120
Максимальное давление на забое, МПа	60	108	60	31
Диаметр забойного модуля, мм	108	42–66	–	30
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000	–	5000
Время обновления информации, с	30	0,05	8,75	0,05

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Специальное оборудо- вание для оснащения бурового инструмента	антенна	кабельный перевод- ник, посадочное устройство	гаситель пульсации давления	кабельный пере- водник, посадоч- ное устройство
Необходимость в геофи- зическом подъемнике	нет	да	нет	да
Дополнительные опера- ции при наращивании	нет	установка устройств защиты кабеля	нет	установка устройств защиты кабеля
Ограничения при вращении бурильной колонны	нет	да	нет	да
Измеряемые параметры				
Зенитный угол	0–180(+/-0,25)	0–180 (+/-0,15)	+	0–180 (+/-0,5)
Азимут, град	0–360 (+/-2,0)	0–360 (+/-1,5)	+	0–360 (+/-2,0)
Отклонитель, град	0–360 (+/-2,0)	+/-180 (+/-1,0)	+	0–360 (+/-3,0)

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Азимут отклонителя, град	–	–	+	–
γ-излучение	–	–	+	–
Температура. °С	–	–	+	–
Уровень продольной и поперечной вибрации	–	–	–	–
Резистивиметр	–	–	+	–
Технологическая характеристика телесистем				
Максимальная забойная температура, °С	105	85	140	80
Максимальное давление на забое, МПа	60	40	60	40
Диаметр забойного модуля, мм	108	45	–	44

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000	–	5000
Время обновления информации, с	30	0,05	8,75	0,05
Специальное оборудо- вание для оснащения бурового инструмента	антенна	кабельный перевод- ник, посадочное устройство	гаситель пульсации давления	вертлюг с либри- катором, контакт- ная муфта геофиз. кабеля, посадоч- ное устройство
Особые требования к буровому оборудованию	нет	нет	отсутствие абразив- ной фракции	нет
Необходимость в геофи- зическом подъемнике	нет	да	нет	да
Дополнительные опера- ции при наращивании	нет	установка устройств защиты кабеля	нет	установка уст- ройств защиты ка- беля

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Ограничения при вращении бурильной колонны	нет	да	нет	да
Измеряемые параметры				
Зенитный угол	0–120(+/-0,1)	0–180 (+/-0,15)	0–80(+/-0,05)	0–180 (+/-2,0)
Азимут, град	0–360 (+/-1,0)	0–360 (+/-1,5)	0–360 (+/-1,0)	0–360 (+/-2,0)
Отклонитель, град	0–360 (+/-1,0)	+/-180 (+/-1,0)	0–360 (+/-1,5)	0–360 (+/-3,0)
Азимут отклонителя, град	0–360 (+/-3,0)	–	–	–
γ-излучение	да	–	–	–
Температура, °С	80	–	–	–
Давление, МПа	60	–	–	–
Уровень продольной и поперечной вибрации	–	–	–	–
Резистивиметр	–	–	–	–

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Технологическая характеристика телесистем				
Максимальная забойная температура, °С	120	85 и 120	150	120
Максимальное давление на забое, МПа	60	60	60	40
Диаметр забойного модуля, мм	45	32	–	36
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000	–	5000
Время обновления информации, с	0,05	0,05	45, по отклонителю 6	0,05
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	вертлюг с либрикатором, контактная муфта геофизического кабеля, посадочное устройство	кабельный переводник, посадочное устройство	гаситель пульсации давления	вертлюг с либрикатором, контактная муфта геофизического кабеля, посадочное устройство

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС-54(42) электромагнитный	Радиус (кабельный)	Sperry-SUN SLIM гидравлический	Это-4-ВНИИБТ электрический
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	отсутствие абразив- ной фракции	нет
Необходимость в геофи- зическом подъемнике	да	да	нет	да
Дополнительные опера- ции при наращивании	разъединение и подь- ем контактной муф- ты в ведущую трубу	установка устройств защиты кабеля	нет	разъединение и подъем контакт- ной муфты в ве- дущую трубу
Ограничения при вра- щении бурильной колонны	да	да	нет	да

Примечание. * – для продвижения внутри бурильной колонны в горизонтальной скважине извлекаемых забойных модулей телеметрических систем с кабельным каналом связи необходимо иметь продавочное устройство.

Технико-технологические характеристики малогабаритных гироскопических инклинометров

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип инклинометров		
	Surwell- гироскопический	G2 гироскопический	ИГМ-73-100/60 гидравлический
Измеряемые параметры			
Зенитный угол	0–70(+/-0,2)	0–180 (+/-0,05)	0–180(+/-0,1)
Азимут	0–360 (+/-0,5)	0–360 (+/-2,0)	0–360 (+/-2,0)
Отклонитель, град	–	–	–
Технологическая характеристика телесистем			
Максимальная забойная температура, °С	116	85; 316 (с тепловым экраном)	100
Максимальное давление на забое, МПа	60	83; 103 (с защитным кожухом)	60
Диаметр скважинного прибора, мм	44	55,9; 66 (с защитным кожухом) 76 (с тепловым экраном)	73
Предельная глубина передачи ин- формации с забоя, м	–	–	6000

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип инклинометров		
	Surwell- гироскопический	G2 гироскопический	ИГМ-73-100/60Б гидравлический
Время обновления информации, с	20	–	зависит от оператора 10–15 с
Длина скважинного прибора: – с центратором или удлинителем, мм – без удлинителя	– –	4600 1300	3100 2100
Масса скважинного прибора, кг	–	–	–
Тактовая частота передачи информации или время измерения в одной точке, Гц/с	–	–	3
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	–	защитный кожух по давлению и тепловой экран	продавочное устройство для горизонтального участка ствола
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	нет
Необходимость в геофизическом подъемнике	да	да	да и 3-жильный кабель
Изготовитель	Sperre Sun	Sperre Sun	ГУП «Ижевский механический завод, г. Ижевск

Таблица П3

**Технические характеристики вырезающих устройств
типа УВУ**

Обозначение	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вырезаемой колонны, мм	Присоединительная резьба
УВ-114	114	140–146	3-88
УВУ-А.168	138	168	3-88

Таблица П4

**Технические характеристики вырезающих устройств
типа УВГ**

Обозначение	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вырезаемой колонны, мм	Присоединительная резьба
УВГ-92/114	92	114	3-76
УВГ-114/146	114	146	3-76
УВГ-140/168	140	168	3-102

Таблица П5

Технические характеристики вырезающих устройств типа ФР

Обозначение	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вырезаемой колонны, мм	Присоединительная резьба
ФР-92/114	92	114	3-76
ФР-114/140	114	140	3-86
ФР-114/146	114	146	3-50
ФР-146	114	146	3-50
ФР-146М	114	146	3-86
ФР-168	140	146	3-88, 3-86

Таблица П6

Технические характеристики расширителей типа РР

Обозначение	Диаметр расширителя в транспортном положении, мм	Диаметр расширителя в рабочем положении, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
РР. 140-146	120	250	3-88
РР.168	140	300	3-88

Таблица П7

Технические характеристики расширителей типа РРГ

Обозначение	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вырезаемой колонны, мм	Присоединительная резьба
РРГ-114/146	114	146	3-76
РРГ-114/152	114	152	3-76
РРГ-120/240	120	240	3-86
РРГ-132/168	132	168	3-88
РРГ-138/280	138	280	3-88

Таблица П8

Шарошечные и алмазные долота для бурения БС

Диаметр обсадной колонны, мм	Тип долота	Код IADC	Частота вращения, об/мин	Присоеди- нительная резьба	Нагрузка, т	Фирма- изготовитель		
1	2	3	4	5	6	7		
Шарошечные								
168	142,9 AUP-LS43X R409	437	40–140	3.88 (3 1/2 Reg)	5–7	ОАО «Волгабурмаш»		
	142,9 AUP-LS54Y R290	547					40–110	
	139.7 AU-LS54X R208							
	144.0AU-LS54X R203M1							
	139.7 AU-21-R223	216						
140	124.0 AUP-LS51X R413	517	40–110	3–76 (2 7/8 Reg)	3–4			
146	124.0 AUP-LS54Y R280	547	40–140					
	120.6 AUP-LS54Y R283							

Продолжение табл. П8

1	2	3	4	5	6	7
140–146	120,6 EHP51HK	517	40–180	2 7/8 Reg	4–9	REED
	120,6 EHP53AK	537			90–50	
	120,6 SL53A		40–180			
	120,6 EHP62K	627	40–70		8–14	
	120,6 SL62					
140–146	120,6 ATJ-4	216	50–90	2 7/8 Reg	8–17	Hughes Chrisnenser
	123,8 ATJ-4					
	120,6 DR5	221	50–150		6–12	
	123,8 DR5					
	120,6 STR-1	117	80–180		5–12	
	123,8 STR-1					
	123,8 STR-05C	427	30–250			
	123,8 STR-30C	537				

1	2	3	4	5	6	7
168	139,7 STR-09	437		2 7/8 Reg		
	142,9 STR-09					
	139,7 STR-30	537				
140–146	123,8XR	117	50–300		3–12	Smith Tool
	120,6 MFDSN		30–250			
	120,6MF15	447X				
	123,8 MF15G					
	120,6 MF15G					
	123,8 MF15G					
	120,6 MF2	517X				
	123,8 MF2					
	120,6 MF3D					
		547Y	50–250			
168		517X				
		627Y			40–270	
	139,7 XR40YOD					

Продолжение табл. П8

1	2	3	4	5	6	7
Алмазные						
168	ДРС138,1СТЗ	T5R9	—	3–88 (3 1/2 Reg)	5–7	ОАО НПО «Буровая техника»
	ДФС139,7 СТ	T9X9				
140–146	ДАП120,6 МС	M226		3–76 (2 7/8 Reg)	3–4	
	ДЛС 120,6 СТ	T259				
	ДФС118СТ	T9X9				
	ДРС 120,6СТ	T226				
168	ДРС 138,1СТЗ	T5R9	—	3–88 (3 1/2 Reg)	5–7	ОАО НПО «Буровая техника»
	ДФС 139,7СТ	T9X9				
140–146	ДАП 120,6МС	M226		3–76 (2 7/8 Reg)	3–4	
	ДЛС 120,6 СТ	T259				
	ДФС 118СТ	T9X9				
	ДРС 120,6 СТ	T226				

1	2	3	4	5	6	7
140–146	У 120,6 ST-45		—		5–7	СП ЗАО «УДОЛ»
	У 120,6 ST-3/4 5H					
	У 123,0 ST-44					
	У 123,0 ST-45G					
	У 123,0 ST-45H					
	У 123,0 ST-45G					
168	У 138,2 ST-3/47				3–4	
	У 139,7 ST-45					
	У 139,7 ST-44					
	У 139,7 ST-3/47					
	У 142,8 ST-45H					
168	5 ½ BX 426	M332	60–350	(2 7/8 Reg)	1–7	Hughes Chrisnenser
	5 ½ STR 444	M131	100–550			
	5 ½ STX 403					
140–146	4 ¾ BX 426	M332	60–350			
	4 ¾ STR 444	M131	100–550			
	4 ¾ STX 403					

Окончание табл. П8

1	2	3	4	5	6	7
146 140	4¾ DS38	S 133	—	(2 7/8 Reg)	1–7	REED
	4¾ DS174	S 123				
	4¾ DS198	S 134				
	4¾ DS49H	S233				
	4 ⁷ / ₈ DS174					
168	5½ 828	M 721			5–11	
	5½ DS207	M 442			1–9	

Таблица П9

Бицентричные долота для бурения БС

Диаметр обсадной колонны, мм	Тип долота	Код I ADC	Проход- ной диа- метр, мм	Разбури- ваемый диаметр, мм	Присоеди- нительная резьба	На- грузка, т	Фирма- изготовитель
140–146	БИТ4-85/92МС		85,0	92,0	3–66 (2 3/8 Reg)	0,5–3	Компания «Буринтех»
	БИТ4-120,6/142,8МС		120,6	142,8	3–76 (2 3/8 Reg)		
	168	БИТ4-138,1/160МС		138,1	160,0		
140	120,6×142,9BD-335SM-A04	S233	120,6	142,9	3–76 (2 7/8 Reg)	1–4	ОАО «Волгабурмаш»
146	120,6×142,9BD-334M-A14	S233					
140–146	У 100×114,3×76SR-533	–	100,0	114,3	3–65	1–3	СП ЗАО «УДОЛ»
	У 112×125×95SR-544	–	112,0	125,0	3–76		
	У 114.2×132×95SR-544	–	114,0	132,0	2 7/8 Reg		
	У 120.6×132×105SR-544	–	120,6	132,0			

Калибраторы

Шифр калибратора	Кол-во лопастей	Вооружение	Твердосплавная резьба		Фирма изготовитель
1	2	3	4	5	6
SKC-139,7	3	Твердосплавные вставки	по заказу	по заказу	Котовский филиал ОАО НПО «Буровая компания»
КЛС-139,7	3		по заказу	по заказу	
У-КС-114,3СТ	4	Твердосплавные вставки, наплавка «Сфекорд-НР»	Муфта 3-65	Ниппель 3-73	СП ЗАО «Удмурдские долота»
У-КС-114,3СТ	4		Муфта 3-65	Ниппель 3-76	
У-КС-114,3СТ	4		Муфта 3-66	Ниппель 3-73	
У-КС-114,3СТ	4		Муфта 3-66	Ниппель 3-76	
У-КС-114,3СТ	4		Муфта 3-73	Муфта 3-73	
У-КС-114,3СТ	4		Муфта 3-73	Ниппель 3-73	
У-КС-114,3СТ	4		Муфта 3-76	Ниппель 3-73	
У-КС-118СТ	4		Муфта 3-76	Ниппель 3-76	
У-КС-118СТ	4		Муфта 3-86	Ниппель 3-76	
У-КС-120,6СТ	4		Муфта 3-76	Муфта 3-76	
У-КС-120,6СТ	4		Муфта 3-76	Ниппель 3-73	

1	2	3	4	5	6
У-КС-120,6СТ	4		Муфта 3-76	Муфта 3-76	
У-КС-120,6СТ	4		Муфта 3-86	Ниппель 3-86	
У-КС-122,8СТ	4	Твердосплавные вставки, наплавка GG	Муфта 3-76	Ниппель 3-76	
У-КС-123СТ	4	Твердосплавные вставки, направка «Сфекорд-НР»	Муфта 3-76	Ниппель 3-76	
У-КС-123,8СТ	4	Твердосплавные вставки, Направка GG	Муфта 3-76	Ниппель 3-76	СП ЗАО «Удмурдские долота»
У-КС-125СТ	4	Твердосплавные вставки, наплавка «Сфекорд-НР»	Муфта 3-76	Ниппель 3-76	
У-КС-136,5СТ	4	Наплавка GG	Муфта 3-102	Ниппель 3-102	
У-КС-138,1СТ	5	Твердосплавные вставки, наплавка «Сфекорд-НР»	Муфта 3-88	Ниппель 3-88	
У-КС-138,1СТ	5		Муфта 3-88	Ниппель 3-88	
У-КС-139,7СТ	5		Муфта 3-86	Ниппель 3-86	
У-КС-139,7СТ	5		Муфта 3-86	Муфта 3-86	

Окончание табл. П10

1	2	3	4	5	6
У-КС-139,7СТ	5		Муфта 3-86	Ниппель 3-86	
У-КС-139,7СТ	5		Муфта 3-88	Муфта 3-88	
У-КС-139,7СТ	5		Муфта 3-88	Ниппель 3-88	
У-КС-139,7СТ	4	Твердосплавные вставки, наплавка GG	Муфта 3-88	Ниппель 3-88	
У-КС-139,7СТ	5	Твердосплавные вставки, наплавка «Сфекорд-НР»	Муфта 3-102	Муфта 3-88	
У-КС-139,7СТ	5		Муфта 3-102	Ниппель 3-102	
У-КС-142,5 СТ	5		Муфта 3-88	Муфта 3-88	
У-КС-144,4СТ	5		Муфта 3-88	Муфта 3-88	
У-КС-144,4СТ	5		Муфта 3-88	Ниппель 3-88	

Расширители раздвижные гидравлические

Обозначение	Максимальный диаметр расширителя в транспортном положении, мм	Максимальный диаметр расширителя в рабочем положении, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	Фирма-изготовитель
РРГА-120/146*	120	146	3-76×3-86	ОАО НПО «Буровая компания»
РРГ-114/152*	114	152	3-76×3-86	
РРГ-114/146	114	146	3-76	
РРГ-114/152	114	152	3-76	
РРГ- 120/240	120	240	3-86	
РРГ- 132/168	132	168	3-88	
РРГ- 138/280	138	280	3-88	

Примечание. * резцы сменные, трех типов вооружения: **ВК** (вольфрамо-карбидовые) – для слабоабразивных, мягких пород; **АТП** (алмазно-твердосплавные пластины в комбинации с зубками) – для абразивных, мягких и средней твердости пород; **А** (натуральные и синтетические алмазы) – область применения аналогична алмазным долотам и бурголовкам.

Технические характеристики ГВЗД ООО «ВНИИБТ- Буровой инструмент» для бурения БС

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с ⁻¹	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Н·м	Макс. угол искривления, град
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
Д-55	55	3180	–	38	3-42 (3-44)	3-42 (3-44)	5:6	59,0–76,0	1,5–2,5	1,2–2,1	3,0–6,0	200–340	–
Д-63	63	3300	1350	55	3-42 (3-44)	3-42 (3-44)	3:4	76,0	1,5–3,5	2,5–6,0	5,0–8,0	150–250	–
Д-76	76	4630	1090	104	3-66	3-66	4:5	83,0–98,4	3,0–5,0	3,0–5,0	8,0–10,0	600–800	1,0
ДР-76	79	4240	1390	100	3-66	3-66	4:5	83,0–98,4	3,0–5,0	3,0–5,0	8,0–10,0	600–800	3,0
Д2-85	88	3600	–	130	3-66	3-66	5:6	98,4–120,6	5,0–7,0	3,6–5,0	8,0–9,0	700–900	–
ДР-95М	95	5450	1323	230	3-76 (3-73)	3,76	5:6	112,0–123,8	5,0–10,0	2,0–4,0	9,0–14,0	1600–2400	3,0
ДР-95С	95	5450	1384	230	3-76 (3-73)	3,76	6:7	112,0–123,8	5,0–10,0	2,0–4,0	2,2–4,0	1600–2400	2,3
ДР-95К	95	3030	1050	135	3-76 (3-73)	3,76	6:7	112,0–123,8	5,0–10,0	0,9–1,8	5,0–8,0	600–900	3,0

Окончание табл. П12

1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
ДГ-106	106	2460	825 (675)	125	3-88 (3-86)	3-76	6:7	120,6–151,0	6,0–10,0	2,4–4,0	5,0–7,0	600– 1000	3,0
ДО-106 ДО-106М	106	4240 4770*	– 1476*	220 255*	3-88 (3-86)	3-76 (3-88)	7:8	120,6–151,0	6,0–12,0	1,2–2,4	5,0–10,0	1500– 3000	– 2,3*
		5245 4770*	1450 1476*	270 255*	3-88 (3-86)	3-76 (3-88)	9:10	120,6–151,0	4,0–12,0	0,5–1,5	3,0–8,0	1200– 3200	3,0 2,3*
		5245 4770*	1770 1476*	280 255*	3-88 (3-86)	3-76 (3-88)	6:7	120,6–151,0	6,0–12,0	1,9–3,5	6,0–12,0	1300– 2600	3,0 2,3*
ДР120	120	6090	1995	400	3-102	3-88	6:7	139,7–165,1	10,0–20,0	2,1–4,2	6,0–10	2800– 4700	3,0
ДР-127	127	5800	2400	405	3-101 (3-102)	3-88	9:10	139,7–165,1	10,0–20,0	1,8–3,0	8,0–12,0	3000– 4500	3,0
ДГР-127	127 (136)	4830	1545	370	3-101	3-88	9:10	139,7–165,1	10,0–20,0	1,8–3,0	8,0–12,0	3000– 4500	3,0

* Двигатели могут быть изготовлены с искривленным переводником с регулируемым углом перекоса.

Таблица П13

Техническая характеристика ГВЗД ООО «Павловский машзавод» для бурения БС

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с ⁻¹	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Н·м	Макс. угол искривления, град
		общая	шпинделя		корпус	вал							
Д-85	88	2235	1880	111	3-66	3-66		98,4–120,6	4,8	2,2	5,5	500–700	–
Д-105	106	3,770	1750	180	3-88	3-76		120,6–151,0	3,0–10,0	2,6–3,8	5,0–8,0	800–1400	–
Д-127	127,0	5,795	2035	402	3-101	3-88		139,7–158,7	15,0–20,0	2,2–2,9	6,5–8,7	2200–3000	–

Таблица П14

Технические характеристики ГВЗД ООО «Радиус-сервис» для бурения БС

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с ⁻¹	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Н·м	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпинделя		корпус	вал							
Д-60РС	60,0	2235	1880	73	3-66	3-66	5:6	98,4–120,6	4,8	2,2	5,5	500–700	–
Д1-105РС	106,0	3497	–	200	3-88	3-76		120,6–139,7	6,0–10,0	2,6–3,8	5,0–8,0	800–1400	1,0
ДРУ2-127РС	127,0	7255	1593	370	3-101	3-88	6:7	139,7–158,7	15,0–20,0	2,2–2,9	6,5–8,7	2200–3000	3,0

Технические характеристики ГВЗД Navy Drill компании Baker Hughes INTEQ для бурения БС

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с ⁻¹	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Н·м	Макс. угол искривления, град
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
Ultra Serie Motor													
MIX	79,4	3,7	–	100	2 ³ / ₈ API	2 ³ / ₈ API		88,9–108	5,0–10,0	3,0–6,1	3,2	520	3,2
	120,65	6,3	–	360	NC38	3 ¹ / ₂ API		149,2–177,8	6,7–20,0	1,8–5,4	5,0	1850	3,2
MIXL	79,4	5,1	–	150	2 ³ / ₈ API	2 ³ / ₈ API	5:6	88,9–108	5,0–10,0	3,0–6,1	6,0	975	3,2
	95,25	8,7	–	390	2 ⁷ / ₈ АОН	2 ⁷ / ₈ API		114,3–120,6	5,0–13,3	2,5–6,8	11,0	2200	3,2
	120,65	9,4	–	640	NC38	3 ¹ / ₂ API		149,2–177,8	6,7–20,0	1,8–5,4	9,5	3530	3,2
MIADM	73,03	3,710	–	92	2 ³ / ₈ PAC	2 ³ / ₈ API	5:6	92–120,6	1,7–7,5	0,7–3,1	2,0	490	3,8
	79,4	5,10	–	150	2 ³ / ₈ PAC	2 ³ / ₈ API		88,9–108	5,0–10,0	1,1–2,1	2,0	960	3,8
	120,65	6,7	–	380	NC38	3 ¹ / ₂ API		149,2–177,8	10,0–20,0	0,9–1,8	2,0	2200	3,2
M2PXL	73,03	5,19	–	108	2 ³ / ₈ PAC	2 ³ / ₈ API	2:3	92–120,6	3,3–6,7	6,9–13,8	9,0	465	3,8
	120,65	9,40	–	640	NC38	3 ¹ / ₂ API		149,2–177,8	5,0–16,7	3,0–10,0	11,0	1950	3,2

Окончание табл. П15

1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
M1XL/RF	120,65	9,40	–	640	NC38	3 ¹ / ₂ API	4:5	149,2–177,8	7,5–14,2	2,9–5,6	12,5	3200	3,2
MIX-P		6,70	–	150	NC38	3 ¹ / ₂ API	5:6		6,7–20,0	1,8–5,4	10,0	4250	2,75
MIXi-P		2,50	–	380	NC38	3 ¹ / ₂ API			6,7–20,0	1,8–5,4	2,25	955	3,6
X-treme™ Motor													
MIX-P	60,30	2,60	–	45	1 ¹ / ₂ AMT	1 ¹ / ₂ AMT	5:6	73–88,9	1,7–5,0	2,4–7,3	5,0	395	2,8
	73,00	3,40	–	103	2 ³ / ₈ PAC	2 ³ / ₈ API		92–120,6	1,7–7,5	1,8–8,2	8,0	845	3,8
M1XL-P	88,9	7,35	–	279	2 ⁷ / ₈ AOH	2 ³ / ₈ Reg	5:6	114,3–120,6	5,0–11,3	2,7–6,0	10,5	2320	3,2
	120,65	10,0	–	750	2 ⁷ / ₈ AOH	2 ³ / ₈ Reg		149,2–177,8	3,8–8,2	6,7–14,8	10,5	745	3,2
MIXi-P/LS	88,9	2,54	–	87	2 ⁷ / ₈ AOH	2 ³ / ₈ Reg	5:6	114,3–120,6	5,0–11,3	1,5–3,3	1,5	600	4,0
MIX-P/LP		7,39	–	203	2 ⁷ / ₈ AOH	2 ³ / ₈ Reg			5,0–11,3	1,5–3,3	4,0	1580	3,2
M2XL-P		7,29	–	269	2 ⁷ / ₈ AOH	2 ³ / ₈ Reg	1:2		3,8–3,2	6,7–14,8	10,5	745	3,2
M4XL	120,65	9,40	–	640	NC38	3 ¹ / ₂ API		149,2–177,8	8,3–20,0	8,7–20,8	10,5	1300	3,2

Технические характеристики ГВЗД PowerPak компании Anadrill для бурения БС

Модель		Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с ⁻¹	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Н·м	Макс. угол искривления, град
			общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Двигатели с проточной опорой														
A238	SP	60,3	2,58	0,70	36	По заказу	5:6	73–88,9	1,3–3,2	2,7–6,6	1,79	122	3,0	
	SP		3,03		48				1,3–5,0	2,7–9,8	3,03	224		
	XP		3,82		54				1,3–3,2	2,7–6,6	4,24	292		
A278	SP	73	3,05	0,89	64		5:6	92–120,6	1,3–5,0	1,9–7,8	2,48	237		
	XP		4,46		88				1,3–5,0		5,86	542		
	SP		3,05		64		7:8		1,9–5,7	2,1–6,3	2,41	305		
	GT		3,42		73				2,5–7,6	14,0–7,1	3,17	461		
			XC		79,1				2,70	1,01	61	7:8		88,9–108
XC	3,03	0–7,6	2,31	312										
XF	2,56	0,32	3,8–7,6	1,48			190							
A350	SP	88,9	4,63	1,03	136		4:5	114,3–120,6	1,9–6,9	1,6–5,8	4,0	692		
	SP		4,63		141		7:8		0,8–2,8	2,27	786			
A375	XC	95,2	3,20	0,85	102		7:8	114,3–120,6	8,2–12	4,0–5,9	1,48	393		
	XC		3,94						1,9–12		2,82	786		
	XF		3,09						0,36		8,2–12	1,48		393

Продолжение табл. П16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
A475	SP	120,6	5,75	1,24	286		1:2	149,2–177,8	6,3–12,6	3,8–7,3	2,14	570	
	SP		5,06		281		4:5		6,3–15,8	1,8–4,3	3,14	1464	
	XP		6,68		417						4,82	2644	
	GT		8,28		454						7:8	7,23	
Двигатели с маслонаполненной опорой													
SP		5,06		290				0,9–2,3	1,58	1627		3,0	
SP		6,68		408					3,58	3458			
XC		4,06	0,92	304				1,7–4,1	1,52	793			
XF		3,84	0,46	304					1,52	793			
A313	XP	79,4	3,70	0,89	90,8		5:6	88,9–108	5–10,1	2,9–5,8	3,00		732
A350		88,9	4,92	1,34	136,2		4:5	114,3–120,6	1,9–6,9	1,6–5,8	4,00		692
	SP		4,92		140,7	7:8	0,8–2,8			2,30	786		
A475	SP	120,6	6,19	1,68	286		1:2	149,2–177,8	6,3–15,8	3,8–7,3	2,10		570
	CP		5,50		281,5	4:5	1,8–4,3			2,70	1161		
	XP		7,31		417,7					4,80	2644		
	GT		8,72		485,8					5:6	7,20		3797
	SP		5,50		290,6	7:8	0,9–2,3			1,60	1627		
	XP		7,51		429,5					3,60	3458		

1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
Sperry - Drill™	60,3	4,88	–	61,7	BW	BW	1:2	73,0–88,9	1,3–3,2	9,2–22,9	6,03	131	3,0
		3,38		40,4			5:6			4,6–11,4	3,03	117	
										2,7–6,7	2,62	158	
	37,025	5,18	–	77,1	NW	NW	1:2	79,4–104,8	1,3–4,4	5,0–17,5	5,75	211	
							5:6	73,0–88,9		3,75–13,1	4,48	211	
		3,6								2,0–8,0	3,44	280	
	85,725	7,25	–	188,7	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	1:2	98,4–120,6	1,3–6,3	3,3–10,8	4,72	387	
		5,64		170,1			4:5			1,6–6,0	5,00	764	
				174,2			7:8			0,8–2,9	3,31	944	
	92,075	7,22	–	254,0	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	1:2	101,6–149,2	5,0–10,0	4,0–9,4	3,79	500	
		6,07		215,5			4:5			2,1–4,3	5,31	1061	
		6,07		218,6			7:8			1,1–2,3	2,58	1334	
	120,65	7,1	–	362,9	3 1/2 Reg	3 1/2 Reg	1:2	149,2–200,0	6,3–12,6	225–450	2,62	608	
		6,37		374,2			4:5		6,3–5,7	105–262	3,44	1648	
		6,37		374,2			7:8			56–140	2,48	1997	

Примечание. ХР – повышенная мощность; ХС – повышенная вписываемость; SP – стандартная мощность; GT – повышенный крутящий момент; XF – с шарнирными элементами.

Особенности модели серии П (табл. П17)

1. Для удобства транспортировки клин-отклонитель поставляется в разобранном виде. Сборка клина-отклонителя для спуска в скважину происходит непосредственно на буровой и заключается в свинчивании сборных элементов до совмещения рисок и закреплении места свинчивания сварным швом.

Таблица П17

Технические характеристики клина-отклонителя типа КОП (ООО «БИТТЕХНИКА»)

Модель	КОП-112П	КОП-115П	КОП-115М	КОП-135М	КОП-140М	КОП-115С	КОП-135С
Наружный диаметр при утопленной плашке, мм	112	115	115	135	140	115	135
Длина в сборе, мм	4390	4390	3955	5135	5260	4505	5340
Длина клиновой части, мм	2500	2500	2500	3100	3200	2500	3100
Угол наклона клиновой части, мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	146	168	178	146	168
Масса, кг	205	225	175	305	370	230	340

2. Корпус узла фиксации после сборки клина-отклонителя получается заодно с желобом. Подвижный элемент расположен внутри корпуса, служит для выдвижения расклинивающей плашки и срабатывает только при непосредственной опоре клина-отклонителя на забой. Таким образом, исключено срабатывание узла фиксации клина-отклонителя при его

транспортировке на забой, которое может произойти из-за разной толщины стенок обсадной колонны или плохой подготовке колонны для ведения работ по установке клина-отклонителя.

Особенности модели серии М (см. табл. П17)

Для удобства транспортировки клин-отклонитель поставляется в разобранном виде. Сборка клина-отклонителя для спуска на забой происходит непосредственно на буровой и заключается в простом свинчивании сборных элементов до совмещения рисок и закреплении места свинчивания сварным швом.

Особенности модели серии С (см. табл. П17)

При разгрузке инструмента на клин-отклонитель одновременно с расклиниванием узла фиксации в колонне происходит принудительный изгиб желоба клина-отклонителя по оси шарнира относительно узла фиксации в сторону, противоположную направлению желоба, с поджиманием верхней и нижней частей желоба к противоположным стенкам обсадной колонны.

Особенности конструкции серии С

1. Рабочая поверхность направляющего клина упрочнена.
2. Клин связан с фиксирующим узлом посредством шарнира.

Таблица П18

Технические характеристики клина-отклонителя типа КГБ
(ОАО «АНК «Башнефть»)

Параметр	КГБ-146	КГБ-168
Длина клина, мм	2720	3140
Угол наклона клиновой части, град	2,5	2,5
Длина якоря, мм	4280	4280
Диаметр, мм:		
– якоря	120	135
– фрезы	123–127	143–147
– фрезеруемой обсадной колонны	146	168

Технические характеристики клина-отклонителя типа ОКМ (ООО «ИНКОС»)

Характеристика	ОКМ-120	ОКМ-135	ОКМ-148
1	2	3	4
Наружный диаметр, мм	114	127	140
Стрела прогиба, мм	8	10	12
Условный диаметр в положении для спуска в скважину с учетом стрелы прогиба, мм	120	135	148
Установочная длина в сборе перед спуском в скважину, мм	3470	4310	4660
Угол наклона клиновой части, град	2,5	2,5	2,5
Масса, кг	165	245	310
Транспортная длина, мм	3000	3500	4100

Технические характеристики клина-отклонителя Eastman Christensen

Размеры клина-отклонителя			Угол наклона клиновой части
диаметр	общая длина	длина клиновой части	
98,4	4546,6	3937	1°19'
101,6	4546,6	3937	1°19'
108,0	4495,8	3886,2	1°30'
114,3	4495,8	3886,2	1°30'
133,4	4445,0	3835,4	1°49'
139,7	4546,6	3810,0	1°559'
152,7	4114,8	3733,8	1°9'
158,75	5105,4	3708,4	1°9'

Таблица П21

**Технические характеристики клина-отклонителя
Window Master**

Изделие	Обсаженная колонна		Длина клиновой части, мм	Длина клина, мм	Диаметр, мм	Угол наклона клиновой части, град	Соединение (дюймов) (ниппель)
	Диаметр, мм	Масса, кг/м					
1	2	3	4	5	6	7	8
H150-76-4513	139,7	20,8–25,3	4114,8	4462,9	114,3	1,5	2,875AP1 1F
H150-76-4204		29,8–34,2	3893,8	4218,9	108		
H150-76-5515	168,3	29,8	4071,6	4480,6	139,7	1,92	2,875AP1 1F

Таблица П22

**Технические характеристики комплектов профильных
фрез-райберов ООО «БИТТЕХНИКА»**

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
КФ-119	146,1	119	3-76
КФ-124		124	3-76
КФ-142	168,3	142	3-88
КФ-151	177,8	151	3-88

Таблица П23

**Технические характеристики комплектов профильных
фрез-райберов ООО «ИНКОС»**

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
КФ-124-ИН	146,1	124	3-76
КФ-142-ИН	168,3	142	3-88
КФ-150-ИН	177,8	150	3-102

Таблица П24

**Технические характеристики комплектов профильных
фрез-райберов ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент»**

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
КТС-146	146,1	124	3-76
КТС-146-168	168,3	144	3-88

Таблица П25

**Технические характеристики комплектов профильных
фрез-райберов ЗАО «ИЗМЕРОН»**

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
ФРС-146-1	146,1	110	3-76
ФРС-146-2		120	
ФРС-146-3		120	
ФРС-168-1	168,3	130	3-88
ФРС-168-2		142	
ФРС-168-3		142	

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
РПМ-146	146,1	121	3-76
РПМ-168	168,3	143	3-88
ФРЛ-118	146,1	118	3-76
ФРЛ-121		121	3-76
ФРЛ-124		124	3-76
ФРЛ-136	168,3	136	3-88
ФРЛ-143		143	3-101
ФРЛ-152	177,8	152	3-101

Таблица П26

Технические характеристики комплектов профильных
фрез-райберов компании Baker Oil Tools

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
Window- Master™	139,7	121	2 ⁷ / ₈ IF
		114	
	168,3	149	3 ¹ / ₂ IF
	177,8	159	
		156	
		152	
		149	

**Технические характеристики алмазных фрез-райберов
ОАО НПО «Буровая техника»-ВНИИБТ»**

Модель	Диаметр обсадных колонн, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
ДФС 118СТ	146,1	118	3-76
ДФС 139,7 СТ	168,3	139,7	3-88

**Технические характеристики отечественных и импортных
(по стандартам АНИ) бурильных труб**

Наружный диаметр, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Тип высадки	Группа прочности	Тип замкового соединения	Приведенная масса 1 м трубы, кг
1	2	3	4	5	6
Отечественные бурильные трубы по ГОСТ Р 50278–92 с приварными замками по ГОСТ Р 27834–95					
73,0	9,2	ПН	Д, Е	ЗП-105-54	16,41
73,0	9,2		Л, М	ЗП-105-51	16,58
88,9	9,35		Д, Е	ЗП-121-68	21,08
88,9	11,4		Д, Е	ЗП-127-65	25,03
Импортные бурильные трубы по стандартам АНИ					
60.3 (2 3/8)	7,11	EU	Е-75	NC 26 (2 3/8 IF)	10,4
			Х-95		
			G-105		
73.0 (2 7/8)	9,19	EU	Е-75	NC 31 (2 7/8 IF)	16,37
			Х-95	NT 31	16,55

Наружный диаметр, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Тип высадки	Группа прочности	Тип замкового соединения	Приведенная масса 1 м трубы, кг
88.9 (3 ½)	9,35	EU	E-75	NC 38 (3½ IF)	20,75
			X-95	NT 38	21,36
			G-105		21,4
	11,4		T-75	NC 38 (3½ IF)	24,35
			G-105	NT 38	24,66

Таблица П29

**Предельные растягивающие нагрузки
для отечественных/импортных бурильных труб**

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, т				
		Д	E/E-75	Л/X-95	M/G-105	P/S-135
60,3	7,11	46,0	62,61	79,36	87,68	112,7
73,0	9,19	71,3	97,09	123,10	136,00	174,80
88,9	9,35	90,4	123,10	156,10	172,40	221,8
	11,4	107,4	146,30	185,40	204,80	263,40

Компоновка бурильной колонны определяется условиями проводки БС, а также прочностными характеристиками труб и указывается в техническом проекте.

Рекомендуемые сочетания параметров нижней секции УБТ и долот приведены в табл. 35.

Технические характеристики УБТ отечественного и импортного производства приведены в табл. П36–П37 соответственно.

**Рекомендуемые сочетания диаметров нижней секции УБТ
и долот**

Диаметр долот, мм	Условия бурения	Диаметр УБТ, мм	
		отечественные	импортные
120,6	нормальные	95; 108	95,2; 104,8
123,8	осложненные	89	88,9
139,7	нормальные	120	120,6
145,0	осложненные	114	114,3

УБТ отечественного производства

Тип УБТ	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба	Масса 1 м, кг
УБТ 89	89	38	3-73 (NC 23)	39,8
УБТ 108	108	46	3-86 (NC 31)	5/8,8
УБТ 121	121	51	3-94 (NC 35)	73,7
УБТ С2-120	120	64	3-101	61,5

УБТ импортного производства

Тип УБТ	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба	Масса 1 м, кг
СУБТСИ 88,9	89	38,1	NC 26 (2 ³ / ₈ IF)	39,8
СУБТСИ 104,8	104,8	50,8	NC 31 (2 ⁷ / ₈ IF)	5/8,8
СУБТСИ 108	108	50,8	NC 31 (2 ⁷ / ₈ IF)	73,7
СУБТСИ 114,3	114,3	50,8	NC 31 (2 ⁷ / ₈ IF)	61,5
СУБТСИ 120,7	120,7	57,2	NT 38	61,5

Обсадные трубы, применяемые для сборки хвостовиков

Диаметр скважины, мм	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип резьбы	Длина муфты, мм	Критическое сминающее давление, МПа	Внутреннее давление, МПа	Растягивающая нагрузка до предела текучести, кН	Приведенный вес 1 п.м, кг
120,6	88,9	6,50	НКБ	102,0	36,6	47,6	622,0	13,63
	88,9	6,45	Ст.АНИ – гладкие	108,0	51,0	48,0	487,0	13,12
123,8	88,9	6,50	НКБ	102,0	36,6	47,6	622,0	13,63
	88,9	6,45	Ст.АНИ – гладкие	108,0	51,0	48,0	487,0	13,12
	101,6	6,50	НКБ	110,0	29,6	41,6	723,0	15,74
	101,6	6,45	Ст.АНИ TDS,VAM	110,3	45,0	43,0	–	13,51
139,7	101,6	6,50	НКБ	110,0	29,6	41,6	723,0	15,74
	101,6	6,45	Ст.АНИ TDS,VAM	110,3	45,0	43,0	–	13,51
	114,3	6,40	ОТТМА	127,0	29,5	37,2	821,0	17,23
	114,3	6,88	СТТ	114,6/м	33,2	39,9	495,0	18,20
142,8 или 144 (152,4)	114,3	7,00	НКБ	130,0	28,9	40,0	880,0	19,09
	114,3	6,88	Ст.АНИ – гладкие	132,1	39,4	40,0	881,0	18,23
	114,3	6,88	Ст.АНИ TDS,VAM	127,0	39,4	40,0	–	18,75
	114,3	6,40	ОТТМА	127,0	29,5	37,2	821,0	17,23
	114,3	23	СТТ	114,6/м	33,2	39,9	495,0	18,20

Примечание. Прочностные характеристики указаны: по отечественным трубам для марки «Д»; по импортным трубам для марки «J-55» («К-55»).

Башмаки колонные

Типоразмер башмака	Условный диаметр оснащаемой колонны, мм	Наружный диаметр, мм	Диаметр отверстий в насадке башмака, мм	Высота, мм	Масса, кг
БК-89*	—	—	—	—	—
БКА-102	101,6	110	40	335	7,3
БКА-114	114,3	127	50	331	10,7
БКМ-114	114,3	133	50	274	14,0

Присоединительные резьбы: ГОСТ 632–80: трапецидальная ОТТМ, высокогерметичная ОТТГ. По спецзаказу могут быть выполнены присоединительные резьбы других типов.

Основные технические характеристики обратных клапанов

Типоразмер башмака	Условный диаметр оснащаемой колонны, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр шара, мм	Наружный диаметр клапана, мм	Высота клапана, мм	Масса клапана, кг
КОШ-102	102	10	46	110	450	7,5
КОШ-114	114	10	55	127	450	9,1
ЦКОД-114-1	114	15	45	133	290	11,0
КОДГ-114	114	25	45	133	340–355	13,0–14,0

Таблица ПЗ6

Основные технические характеристики центраторов типа ПЦ

Наименование показателя	ПЦ-89/120-124	ПЦ- 102/122	ПЦ-2-114/144	ПЦ-2А 114/144	ПЦ-2Б-114/144
Максимальный наружный диаметр, мм	145	145	145	160	160
Диаметр проходного канала, мм	92	106	116	116	116
Длина в рабочем порядке, мм	396	396	545	545	545
Масса, кг, не более	2	2	5	5	5
Величина осевого усилия проталкивания центратора, кН	1,5	1,85	1,9	1,9	1,9
Максимальная величина центрирующего усилия, создаваемая центратором в стволе скважины, кН	8	8	8	8	8

Таблица ПЗ7

Технические характеристики пакеров типа ПДМ-114

Тип пакера	Диаметр обсадной трубы, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм*	Длина пакера в рабочем положении, мм
ПДМ-114	114,3	130	94	2950

Примечание. * – без учета разбуриваемых деталей (не менее).

**Основные технические характеристики узлов,
входящих в состав комплексов**

Наименование параметров	Значение			
1. Условный диаметр хвостовика (потайной обсадной колонны), оборудованного комплексом, мм	102		114	
2. Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка комплекта, мм	146	168	168	178
3. Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), мм	124		140	
4. Максимальный наружный диаметр технологической оснастки, спускаемой на хвостовике в открытый ствол, мм	116		127	
5. Максимальный наружный диаметр узлов, не спускаемых в открытый ствол, по телу (по центру), мм	120 (122)	140 (144)	140 (140)	148 (152)
6. Максимальный проходной диаметр в полости подвесной пробке, мм	30	40	40	
7. Проходной канал узлов комплекта (без учета внутренних деталей), мм	85		97	
8. Максимальная растягивающая нагрузка, кН (т)	600 (60)		700 (70)	
9. Максимальный перепад давления между разобщаемыми гидромеханическим пакером зонами ΔP , МПа	15			
10. Максимальная рабочая температура, °С	100			
11. Длина узлов комплекса в транспортном положении, мм:				
– разъединителя	2370		2481	
– якоря	1740		1890	
– пакера	3030		1775	
– переводника безопасного	1845		1845	
– муфты цементирующей ММЦ	2005		2140	

Наименование параметров	Значение	
– муфты цементирующей ММ1	1785	2735
– манжетного переводника	890	955
12. Присоединительные резьбы:		
– верхняя	3-86	3-102
– нижняя (по ГОСТ 632–80)	ОТТМ-102	ОТТМ-114

Таблица ПЗ9

**Спецификация оборудования для подвески
хвостовиков 88,9/146,1 мм фирмы Baker**

№ п/п	Наименование
1	Гидравлическая подвеска хвостовика Нуфио II, резьба 101,6 мм, ОТТМ
2	Переводник 4" ОТТМ×3 1/2" NU
3	Верхняя продажная пробка, наконечник 34,5 мм
4	Нижняя конусная продажная пробка, хвостовик 88,9 мм и 102,0 мм
5	Посадочный шар, латунь, 22,2 мм
6	Гидравлическая цементирующая муфта с наружным диаметром 115,1 мм, седло под конусную пробку, резьба 3 1/2" NU 10Rd
7	Заколонный пакер CMMX Isozone с наружным диаметром 111,1 мм и длиной 2,1 м резьба 88,9 мм NU 10Rd
8	Стоп-кольцо, типа 11, седло под шар с внутренним диаметром 19,0 мм, резьба 88,9 мм NU
9	Обратный клапан с тарелкой, резьба 88,9 мм NU 10Rd
10	Цементирующая компоновка с вертлюгом для пробки, резьба 1,9" EU 8Rd
11	Спусковой инструмент с посадочными сухарями для пакера
12	Фрез для разбуривания гидравлической цементирующей муфты диаметром 85,0 мм

Таблица П40

Основные характеристики устройств типа ПМП для спуска и подвески хвостовиков

Шифр устройства	Диаметр хвостовика оборудуемого устройства, мм	Диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается устройство, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства (без учета левого переводника), мм	Длина устройства в рабочем положении, мм	
					с левым переводником	без левого переводника
ПМП-102/168	101	168	136	90	1080	805
ПМП-114/168	114	168	140	97–100	1080	805

Таблица П41

Основные характеристики устройств типа ПМПЦ для спуска, цементирования и подвески хвостовиков

Шифр устройства	Диаметр хвостовика оборудуемого устройства, мм	Диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается устройство, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства (без учета левого переводника, мм)	Длина устройства в рабочем положении, мм	
					с левым переводником	без левого переводника
ПМПЦ-102/168	102	168	136	90	1080	805
ПМПЦ-114/168	114	168	140	97–100	1080	805

Таблица П42

Температурные области применения портландцементов тампонажных

Наименование цемента	Обозначение	Стандарт	Изготовитель
1. Портландцемент тампонажный без- добавочный для температур 15–50 °С	ПЦТ I-50	ГОСТ 1581–96	Цементные заводы России
2. Портландцемент тампонажный с минеральными добавками для темпе- ратур 15–50 °С	ПЦТ II-50	ГОСТ 1581–96	Цементные заводы России
3. Портландцемент тампонажный без- добавочный для температур 50– 100 °С	ПЦТ I-50	ГОСТ 1581–96	Цементные заводы России
4. Портландцемент тампонажный с минеральными добавками для темп- ратур 50–100 °С	ПЦТ II-50	ГОСТ 1581–96	Цементные заводы России
5. Высокосульфатостойкий тампонаж- ный цемент для температур 20–150 °С	ПЦТ I-G-CC-1	API 10A	ООО «Дюккерхофф- Сухой Лог»

Таблица П43

Параметры тампонажных растворов и цементного камня

Обозначение цемента	Расчетная плотность, кг/м ³	Растекаемость, см, не менее	Водоцементное отношение	Механическая прочность тампонажного камня	
				при изгибе, МПа	при сжатии, МПа
ПЦТ 1-50	1900–1980	200	0,44–0,45	2,4 (через 2 сут)	–
ПЦТ 11-50	1850–1830	220	0,48–0,50		–
ПЦТ1-100	1900–1880	200	0,44–0,46	3,5 (через 1 сут)	–
ПЦТ 11-100	1850–1830	220	0,48–0,50		–
ПЦТ I-G-CC-1	1920	260–270	0,44	6,8 при 75°	21/10,3*

Примечание. * – 2,1 МПа (21 атм) – через 8 ч твердения при 38°; 10,31 МПа (103,1 атм) – через 8 часов твердения при 60°.

Таблица П44

Рецептура расширяющего тампонажного раствора
для цементирования хвостовиков боковых стволов
для нормальных и умеренных температур

№ п/п	Наименование
1	ПЦТ 1G-CC-1
2	Понизитель фильтрации: ГЭЦ
3	Пластификатор: ГП-1
4	Пеногаситель: ПГ-07
5	Реагент для увеличения прочности и адгезии: Метакаолин
6	ДРС-НУ
7	CaCl_2
8	Техническая вода

Таблица П45

Свойства расширяющего тампонажного раствора
для нормальных и умеренных температур

Параметры	Значение параметра
Плотность, кг/м^3	1850
В/Ц	0,46
Растекаемость, мм	250
Время загустевания, ч-мин, при $t = 20^\circ\text{C}$	30 Вс – 3-20 70 Вс – 3-32
Начало схватывания, ч-мин	6-10
Конец схватывания, ч-мин	7-00
При $t = 20^\circ\text{C}$	
Прочность на изгиб: ч/з 1 сут, МПа – не менее	6,12
ч/з 4 сут, МПа	9,82
Показатель фильтрации за 30 мин при $P = 0,7$ МПа, мл	25
Линейное расширение, %	3,5

Рецептура тампонажных растворов с водоотдачей до 50 см³
и до 100 см³ для цементирования БС

Статическая температура на забое, °С	Динамическая температура, °С	Плотность раствора, г/см ³	Водосодержание, м ³ /т	Выход раствора, м ³ /т	Компонентный состав (% содержание от массы цемента)	Время загустевания, мин	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, Па	Водоотдача, см ³ /30 мин	Водоотделение	Прочность на сжатие (24 часа при 60 °С), МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
60	46	1,89	0,45	0,77	Цемент класса G Halad-344-0,8 % CFR-3-0,2 % D-AIR 3000-0,2 % Вода	130	202,5	15,8	30	0	16,1
60	46	1,47	1,24	1,61	Цемент класса G Bentonit – 12 % Econolite – 0.3 % Halad-344-0,8 % HR-3-1% D-AIR 3000-0,2 % Вода	252	37,5	8,62	80	0	1,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
60	46	1,85	0,49	0,82	Цемент класса G CaCl ₂ – 2 % Halad-344-0,5 % CFR-3-0,1 % D-AIR 3000-0,2 % Вода	184	70,5	4,79	60	0	12,8

Таблица П47

Технические характеристики мобильных установок для ремонта и бурения скважин UPET S.A.
(Румыния)

Параметры	Ед. изм.	TD160 CA-A7	TD125 (TW125) CA-A6	TD100 (TW100) CA-A5	TD80 (TW80) CA-A4
Максимальная статическая нагрузка на крюке	тс	160	125	100	80
Глубина бурения с БТ 4 ¹ / ₂ " (24,9 кг/м)	м	3200	2800	2100	1800
Глубина при ремонте с БТ 2 ⁷ / ₈ " (15,6 кг/м)	м	–	6500	5200	3900
Глубина при текущем ремонте с НКТ 2 ⁷ / ₈ " (13,05 кг/м)	м	–	9000	7000	4700

Технические характеристики современных зарубежных подъемных агрегатов

Параметр			Характеристики установок		
			KRESCO	COOPER	CARDWELL
Глубина бурения для типоразмеров труб	Типоразмер труб (максимальная нагрузка на крюке)	Ед. изм.	K 750 K 750T (K 125)	LTO 550 (LTO 650)	KB-250 A/215-96
		тс	136 (125)	113 (127)	113
	3 1/2" (24,14 кг/м)	м	3353		2438
	4 1/2" (24,90 кг/м)	м		3048	
Глубина при текущем ремонте для типоразмеров НКТ	НКТ 2 1/2" (кг/м)	м	6095		
	НКТ 2 7/8" (13,05 кг/м)	м			6264
	НКТ 3 1/2" (13,80 кг/м)	м		6705	
Высота мачты от грунта до подкронблочной балки		м	34 (33)	31,8 (34,13)	29,4
Максимальная мощность приводного двигателя		л.с.	490 (320)	550	400
Количество барабанов лебедки		—	2	2	2
Максимальное натяжение талевого каната		тс		22	
Оснастка талевой системы		—		4 x 5	4 x 5
Максимальный диаметр проходного отверстия ротора		мм		698,5	699,5
Формула колес			12 x 8	12 x 8	
Габаритные размеры при транспорте	длина	м		16,79	17,7
	высота	м		4,22	4,0
	ширина	м		2,87	2,65

Таблица П49

Краткая спецификация на самоходные буровые установки фирмы IRI

Грузоподъемность буровой, т	125	100	80
Серия	750	400	300
Применение	бурение ремонт	бурение ремонт	бурение ремонт освоение
Мощность, л.с. (кВт)	800 (600)	500 (375)	360 (270)
Количество двигателей	2	1	1
Грузоподъемность мачты, т (API 4F)	125 (160)	100 (125)	80 (100)
Высота мачты, м	35,6	32,3	29,3
Наружные оттяжки	есть	есть	есть
Оснастка талей	6×5	5×4	5×4
Стойки для низких температур	есть	есть	есть
Тип лебедки (О – однобарабанная, Д – двухбарабанная)	О/Д 18,5	О/Д 18,5	О/Д 18,5
Грузоподъемность одной тали, т	механический	гидравлический	гидравлический
Тип вращательного привода		механический	механический

Таблица П150

Краткая спецификация на самоходные буровые установки фирмы IDECO

Тип	Мощность, л.с.	Средний вес, т	Габаритные размеры, м			Высота мачты, м	Грузоподъем- ность, т
			длина	ширина	высота		
DIR-3000	329	36,8	16,7	2,5	4,0	29,4	89,9
DIR-5000	375	46,0	17,7	2,5	4,0	31,8	92,8
DIR-7000	750 (2 агрег.)	56,0	19,5	3,0	4,0	33,8	115,0
DIR-800	882 (2 агрег.)	62,5	19,8	3,0	4,0	34,1	158,3
DIR-900	950 (2 агрег.)	69,6	19,8	3,0	4,0	34,1	200,0

Комплектация буровой установки Cooper LTO 350

Оснастка вышки	Двигатель – серии DDEC 60 (325KW / 425 л.с.)
	Трансмиссия – Allison CLBT 5860 – 6-скоростная
	Подъемная способность – 4200 м – 73 мм двойным трубопроводом
	Талевый блок – McKissick 73A – 100 т
	Буровая линия – 25,4 мм × 700 м канатной проволоки
Насос	Gardner – Denver PАН-114 мм поршни × 202 мм хода 35 000 кПа
	Двигатель – Detroit Diesel 8V-71 (237 кВт / 318 л.с.)
	Трансмиссия – Allison HT 750
	Нагнетательный насос Demco 101 × 127 мм
	7-ти клапанный обратный циркуляционный манифольд
	Защищен стальным корпусом, размером 3,4 × 7,0 м
Резервуар для бурового раствора	32 м ³
	Струйное устройство для перемешивания раствора, смесительный бункер и отстойник
	50 мм трубопровод – 90 м
	101 мм всасывающий шланг – 12 м
	Циркуляционный дегазатор
Состав	Стальной блок 11,2 × 3 м
	Мобильный вахтовый вагончик/вагончик для инструментов
	Дизель-генератор Isuzu 55 кВт
Оборудование погрузка-разгрузка	Пневматический клиновой захват Cavins model C
	King Oil Tool подъемники
	Стандартное оборудование – 60,3 × 73 мм наружная высадка концов трубопровода
	19–25 мм всасыватели стержневые

Комплектация буровой установки Cooper LTD 550

Оснастка вышки	Двигатель – серии DDEC 60 (317 кВт / 425 л.с.)
	Трансмиссия – Allison CLBT 5860 – 6-скоростная
	Подъемная способность – 4200 м – 73 мм двойным трубопроводом
	Талевый блок – McKissick 73A – 100 т
	Буровая линия – 25,4 мм × 518 м канатной проволоки
Насос	Ellis Williams –W -440-102 мм плунжеры × 152 мм хода 35 000 кПа
	Двигатель – Detroit Diesel 8V-92 (268 кВт / 360 л.с.)
	Трансмиссия – Spicer 5-скоростная
	Нагнетательный насос с Mission 50 мм × 76 мм
	7-ти клапанный обратный циркуляционный манифольд
	Защищен стальным корпусом
Резервуар для бурового раствора	32 м ³ со струйным устройством для перемешивания раствора, смесительным бункером и отстойником
	50 мм трубопровод – 90 м
	101 мм всасывающий шланг – 12 м
	Циркуляционный дегазатор
Состав	Мобильный вахтовый вагончик / вагончик для инструментов
	11,2 × 3 м
	Дизель-генератор Isuzu 55 кВт
Оборудование погрузка-разгрузка	Пневматический клиновой захват Cavins model C
	Diehl & VJ подъемники
	Стандартное оборудование – 60,3 × 73 мм наружная высадка концов трубопровода
	19–25 мм всасыватели стержневые

Технические характеристики перфорационных систем и кумулятивных зарядов

№ п/п	Фирма	Наименование	Типораз- мер пер- форатора		Коли- чество отвер- стий, отв/м	Диаметр перфорируе- мой колонны,		Проникаю- щая способ- ность заряда, мм	Вес одного заряда, г	Диаметр отвер- стий, мм
			дюйм	мм		дюйм	мм			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ВНИПИВзрывгеофизика	ЗПКТ-89Н-БО	3 1/2	88,9	20	5	127,0	180	21	19
2	ВНИПИВзрывгеофизика	ЗПКТ-89Н	3 1/2	88,9	20	5	127,0	650	21	11
3	НТФПерфотех	ЗПК-89СМ	3 1/2	88,9	18	5	127,0	693	22	11,3
4	НТФПерфотех	ЗПК-89С	3 1/2	88,9	14	5	127,0	737	31	13,3
5	НТФПерфотех	ЗПКО-89С-03	3 1/2	88,9	14	5	127,0	350	25	17
6	БашВзрывТехнологии	ЗПК-89-АТ-01	3 1/2	88,9	20	5	127,0	650	29	16
7	БашВзрывТехнологии	ЗПК-89-АТ-02	3 1/2	88,9	20	5	127,0	750	29	14
8	БашВзрывТехнологии	ЗПК-89-АТ-03	3 1/2	88,9	20	5	127,0	800	29	12,5
9	БашВзрывТехнологии	ЗПК-89-АТ-09	3 1/2	88,9	20	5	127,0	320	25	21
10	БашВзрывТехнологии	ЗПК-89-АТ-10	3 1/2	88,9	20	5	127,0	300	22	23
11	Металлист	ЗПК 89-DN	3 1/2	88,9	19	5	127,0	200	22,7	20
12	Металлист	ЗПК 89-DN-01	3 1/2	88,9	19	5	127,0	750	22,7	10
13	Halliburton	6 spf DP HMX	3 3/8	85,7	20	5	127,0	729	25	10,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	Halliburton	Owen HSC5000-629PYX	3 ³ / ₈	88,9	20	5	127,0	389	22,7	7,6
15	Schlumberger	37 J Ultraiet HMX	3 ¹ / ₂	88,9	13	5	127,0	884	34	11,7
16	Schlumberger	34 J Ultraiet HNS	3 ¹ / ₂	88,9	13	5	127,0	716	34	9,7
17	НТФ Перфотех	ЗПМ73С	2 ⁷ / ₈	73	15	4 ¹ / ₂	114,3	520	14	10
18	ВНИПИВзрывгеофизика	ЗПК073	2 ⁷ / ₈	73	10	4 ¹ / ₂	114,3	280	29	13
19	ВНИПИВзрывгеофизика	ЗПКТ73-БО	2 ⁷ / ₈	73	20	4 ¹ / ₂	114,3	184	18	17,5
20	БашВзрывТехнологии	ЗПК 73-АТ-01	2 ⁷ / ₈	73	20	4 ¹ / ₂	114,3	550	22	15
21	БашВзрывТехнологии	ЗПК 73-АТ-02	2 ⁷ / ₈	73	20	4 ¹ / ₂	114,3	600	22	12
22	ВНИПИВзрывгеофизика	ЗПКТ50	2 ⁷ / ₈	73	18	4 ¹ / ₂	114,3	280	8	8
23	Halliburton	6 spf DP RDX	2 ¹ / ₂	63,5	20	4 ¹ / ₂	114,3	375	11	7,6
24	Halliburton	6 spf DP HMX	2 ³ / ₄	69,8	20	4 ¹ / ₂	114,3	403	12,5	7,4
25	Halliburton	6 spf DP PYX	2 ³ / ₄	69,8	20	4 ¹ / ₂	114,3	306	12,2	5,8
26	Halliburton	6 spf DP RDX	3 ³ / ₈	85,7	20	4 ¹ / ₂	114,3	723	24	9,9
27	Halliburton	6 spf DP PYX	3 ³ / ₈	85,7	20	4 ¹ / ₂	114,3	487	21	7,9
28	Schlumberger	34 J Ultraiet HMX	2 ⁷ / ₈	73	20	4 ¹ / ₂	114,3	558	15	7,8
29	Schlumberger	34J Ultraiet RDX	2 ⁷ / ₈	73	20	4 ¹ / ₂	114,3	522	15,2	7,4
30	Schlumberger	41B Hyperiet II MX	3 ³ / ₈	85,7	20	4 ¹ / ₂	114,3	593	22	9,4
31	Schlumberger	34B Hyperiet II RDX	3 ³ / ₈	85,7	20	4 ¹ / ₂	114,3	556	20,5	10,2

Окончание табл. П53

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32	Westen Atlas	3321 Alpha jet RDX	3 ³ / ₈	85,7	13	4 ¹ / ₂	114,3	655	28	12,2
33	Westen Atlas	3321 Alpha jet RDX	3 ³ / ₈	85,7	20	4 ¹ / ₂	114,3	579	21	11,9
34	Westen Atlas	3321 Alpha jet RDX	3 ³ / ₈	85,7	13	4 ¹ / ₂	114,3	579	21	12,2
35	ВНИПИ взрывгеофизика	ПК 50	–	54	12	4	101,6	300	8	–
36	НТФ Перфотех	ПМ73СТ	2 ⁷ / ₈	73	10; 15	–	88*	520	14	10
37	НТФ Перфотех	ПМ73СТА	2 ⁷ / ₈	73	10; 15	–	88*	160	14	17
38	Schlumberger	31J Ultraier HMX	2 ¹ / ₂	63,5	20	4	101,6	439	10,5	7,4
Перфораторы бескорпусные, спускаемые на каротажном кабеле										
39	НТФ Перфотех	ПРК 42С	1 ⁴ / ₅	46	12	2,5	63,5*	314	9	7
40	НТФ Перфотех	ПРК 54С	2 ¹ / ₂	55	20	4	101,6*	439	10,5	7,4

Примечание. * – минимальный проходной диаметр в колонне.

Рецептура биополимерного раствора FLO PRO фирмы M-1 Drilling Fluids

Компонентный состав	Реагента	Технологический показатель							
		Плотность, г/см ³	Условия вязкости, с	Водоотдача, мл/30 мин	СНС 10 с, дПа (10 ⁻² фунтов/фут)	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, дПа (10 ⁻² фунтов/фут)	pH	Содержание коллоидной фазы, %
MgO	Регулятор pH, термостабилизатор	1,1	35–40	<5	38–72 (8–15)	8–10	72–120 (15–25)	8,5–9,5	<1
Flo-Vis Plus	Биополимер, загуститель								
Dual-Flo	Регулятор фильтрации								
KCl	Загуститель								
Kla-Cure	Ингибитор гидратации сланцев								
M-I Cide	Бактерицид								
CaCO ₃	Утяжелитель								

Рецептура биополимерного раствора компании ИКФ

Компонентный состав	Реагента	Технологический показатель							
		Плотность, г/см ³	Условия вязкости, с	Водоотдача, мл/30 мин	СНС 10 с, дПа (10 ⁻² фунтов/фут)	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, дПа (10 ⁻² фунтов/фут)	рН	Содержание коллоидной фазы, %
ХВ-полимер	Биополимер	1,08	40–50	<5	43–48 (9–10)	10–12	81–124 (17–26)	8–9	<3
ЭКОПАК	ПАЦ								
ИКР	Крахмал								
ИКБАК	Бактерицид								
КСІ	Ингибитор								
ИККФРБ	Кольматант								
NaOH	Регулятор рН								
ИКДЕФОМ	Пеногаситель								

Рецептура хлоркалиевого раствора с импортными компонентами компании Baroid

Компонентный состав	Реагента	Технологический показатель							
		Плотность, г/см ³	Условия вязкости, с	Водоотдача, мл/30 мин	СНС 10 с, дПа (10 ⁻² фунтов/фут)	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, дПа (10 ⁻² фунтов/фут)	рН	Содержание коллоидной фазы, %
Кальцинированная сода	Регулятор рН	1,06	45–55	<6	33–43 (7–9)	10–15	86–120 (18–25)	8,5–9,5	<1
Barazan D	Загуститель								
Dril-N-Slide	Контроль фильтрации								
Baracard 5	Закупоривающий агент								
Aldacide G	Бактерицид								
CaCO ₃	Утяжелитель								
Barascav D	Поглотитель кислорода								
KCl	Ингибитор								
Gem GP	Ингибирование/смазка								
N Drill HT	Понижитель фильтрации								
Barabuf	Регулятор рН								

**Перечень химреагентов, применяемых для приготовления
растворов компании Baroid**

Название	Назначение
BARAZAN D	Загуститель, биополимер
BARACARB	Закупоривающий агент
N-VIS P	Загуститель
N-DRIL HT	Понизитель фильтрации
FILTER CNEK	Понизитель фильтрации
N-VIS HB	Загуститель
KOH	Контроль щелочности
CaCO ₃	Утяжелитель
BARTTE	Утяжелитель
BARASIL	Ингибирование глинистых сланцев
KCl/NaCl	Минерализация, ингибитор глин
GEM GP	Ингибирование/смазка
PAC-L, PAC-R	Контроль фильтрации
DEXTRID	Контроль фильтрации
CLAY GRABBER	Флокулянт
CLAY FIRM	Ингибитор
CLAYSEAL	Замедлитель гидратации глин
ALDACIDE G	Бактерицид
BIOCIDE	Бактерицид
EZ MUL	Эмульгатор
BARABLOCK	Ингибитор глин, контроль фильтрации
BARAPLUG	Закупоривающий агент
BARO-TROL	Снижение водоотдачи, повышение устойчивости глинистых сланцев
DRIL-N-SLIDE	Смазывающая добавка
ENVIRO-THIN	Контроль фильтрации, снижение реологических свойств бурового раствора
EN MUD	Стабилизатор неустойчивых пород
STEELSEAL	Закупоривающий агент
TORQ-TRIM II	Снижение крутящего момента, смазывающая добавка
SODA ASH	Снижение концентрации ионов Mg + Ca
NO-SULF	Раскислитель сероводорода
CAUSTIC SODA	Регулятор pH
BARABUF	Регулятор pH
BARASCAV D	Поглотитель кислорода

**Перечень химреагентов, применяемых для приготовления
растворов компании Baroid**

Название	Назначение
FLO-VIS	Загуститель, биополимер
BIOVIS	Загуститель, биополимер
FLO-TROL	Понизитель фильтрации
DUAL-FLO	Понизитель фильтрации
КАРБОНАТ КАЛЬЦИЯ	Кольматант
ГРАНУЛИРОВАННАЯ СОЛЬ	Кольматант
ОКСИД МАГНИЯ	Регулятор щелочности
ГИДРОКСИД КАЛИЯ	Регулятор щелочности
КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА	Регулятор щелочности
M-I CIDE	Бактерицид
X-CIDE-102	Бактерицид
GLUTE-25	Бактерицид
SAFE-CIDE	Бактерицид
KLA-CURE	Ингибитор гидратации
KLA-GARD	Ингибитор гидратации
SAFE-BREAK CBF	Деэмульгаторы
DYNO-EB-8032	Деэмульгаторы
SAFE-COR	Ингибиторы коррозии
CONQOR-404	Ингибиторы коррозии
SAFE-SCAV NA	Ингибиторы коррозии
LUBE-100	Смазывающая добавка
LUBE-167	Смазывающая добавка
DRIL-FREE	Смазывающая добавка
SAFE-BREAK MP	Разрушители фильтрационной корки
KCl	Ингибитор гидратации
SODA ASH	Снижение концентрации ионов Mg + Ca
CITRIC ACID	Контроль щелочности и цементного загрязнения

**Перечень химреагентов, применяемых для приготовления
растворов компании Baroid**

Название	Назначение
ХВ-полимер	Биополимер
ЭКОПАК, ЭКОПАК-R	ПАЦ
ЭКОПАК М	Понизитель фильтрации
ИКР	Крахмал
ИКБАК	Бактерицид
КСІ	Ингибитор
ИККАРБ	Кольматант
NaOH	Регулятор pH, контроль щелочности
ИКДЕФОМ	Пеногаситель
БЕНТОНИТ	Загуститель
ИКЛУБ	Смазывающая добавка
КМЦ	Полисахарид
НТФ	Рзжижитель
ГРАФИТ	Смазывающие добавки

Утверждаю:

(Фамилия, имя, отчество)

«_____» _____ 200__ г.

ПРОГРАММА

бурения бокового ствола скважины № _____
_____ месторождения

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Боковой наклонно направленный ствол скважины
№ _____ месторождения

Конструкция скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направление					
Кондуктор					
Промежуточная					
Эксплуатационная					
Хвостовик (боковой ствол)					

**Проектный профиль наклонно направленного бокового
ствола скважины № ____**

Исходные данные

1. Глубина по вертикали от устья до кровли продуктивного пласта, м.
2. Глубина по стволу от устья до точки зарезки БС, м.
3. Зенитный угол скважины в точке зарезки БС, град.
4. Азимут скважины в точке зарезки – геофизический материал, ____° / ____°.
5. Горизонтальное смещение забоя бокового ствола, м.
6. Максимальная интенсивность увеличения зенитного угла, град/10 м.
7. Зенитный угол в точке вхождения в продуктивный пласт.
8. Азимут смещения забоя – географический/магнитный, ____° / ____°.

9. Радиус круга допуска, м.

Параметры проектного профиля бокового н/н ствола скважины:

№ п/п	Глубина по стволу от устья, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Глубина по вертикали, м	Координатная плоскость		Горизонтальное смещение, м	Азимут горизонтального смещения, град	Пространственная интенсивность, град/10 м	Радиус кривизны, м
					N (север)	W (восток)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Проектная компоновка бурильной колонны

 Бурильные трубы Длина элементов КНБК, м

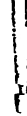
 Переводник

 УБТ

 Телесистема
Ø _____ мм

 Переводник

 ВЗД

 Искривленный переводник,
 $\alpha = \text{___}^\circ \text{___}'$

 Калибратор

 Долото _____ мм

Технология бурения

1. Проектные параметры скважины
2. Подготовительные работы
3. Режим бурения
4. Выполняемые работы по бурению БС

Организация проведения работ

1. Перед началом каждого этапа выполнения работ производить инструктаж с буровой бригадой.

2 При наличии «затяжек» и «посажек» бурового инструмента, произвести спуск роторной КНБК с проработкой мест осложнений, промыть ствол скважин в течение двух циклов на максимальной производительности.

3. При длительных остановках бурение КНБК следует поднять обсадную колонну.

4. При бурении горизонтального участка БС, в случае неудовлетворительной очистки ствола, периодически прокачивать вязкие пакки бурового раствора в процессе бурения и перед подъемом инструмента после каждого долбления.

5. Присутствие геолога при вскрытии продуктивного горизонта и во время бурения по продуктивному пласту **обязательно**.

6. При проведении всех работ, предусмотренных данной программой, должны выполняться действующие инструкции и правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности России.

7. Оперативные изменения конструкции КНБК, а также проведение дополнительных контрольных измерений осуществляется ответственными специалистами Подрядчика.

8. Решение о проведении промежуточных промывок БС и корректирование траектории двигателем-отклонителем принимается ответственным специалистом Подрядчика и согласовывается с представителем Заказчика.

9. Изменение исходных данных на проводку БС оформляется протоколом.

Согласовано:

Утверждаю:

_____	_____	_____	_____
(должность)	(назв. организации)	(должность)	(назв. организации)
_____ Ф.И.О.		_____ Ф.И.О.	
(подпись)		(подпись)	

«____» _____ 200__ г. «____» _____ 200__ г.

П Л А Н

работ по вырезанию участка эксплуатационной колонны
диаметром _____ скважины № _____ площади
_____ месторождения

Исходные данные

1. Глубина шаблонирования скважины и диаметр шаблона.
2. Глубина установки цементного моста (верхняя точка).
3. Результаты проведения геофизических исследований скважины (ГИС) по определению глубин муфт эксплуатационной колонны в интервале длиной 30–40 м выше верхней точки цементного моста.
4. Интервал вырезания «окна» от _____ до _____.

Порядок работ

1. Проверка работоспособности вырезающего устройства (трубореза) на поверхности буровой в соответствии с инструкцией по эксплуатации данного технического средства.
2. Сборка и спуск КНБК согласно схеме, отраженной в инструкции.

3. Описание последовательности проведения операций по вырезанию с указанием глубины спуска, режима работы и скорости фрезерования эксплуатационной колонны.

4. Описание основных правил, в том числе запрещающего плана, которые необходимо соблюдать в процессе вырезания эксплуатационной колонны.

(подпись), должность, Ф.И.О.

Согласовано:

Утверждаю:

(должность)	(назв. организации)	(должность)	(назв. организации)
Ф.И.О.		Ф.И.О.	
(подпись)		(подпись)	

«____» _____ 200__ г. «____» _____ 200__ г.

П Л А Н

работ на бурение бокового ствола из эксплуатационной
колонны диаметром _____ скважины № _____
_____ площади _____ месторождения

1. Геолого-техническая характеристика:

1. Категория скважины _____.
2. Способ эксплуатации.
3. Глубина спуска и интервал цементирования направления (м).
4. Глубина спуска и интервал цементирования кондуктора (м).
5. Глубина спуска и интервал цементирования промежуточной колонны (м).
6. Глубина спуска и интервал цементирования эксплуатационной колонны, толщина стенок (мм), давление (атм) и дата опрессовки.
7. Дополнительная эксплуатационная колонна, интервал ее цементирования толщина стенок (мм), давление (атм) и дата опрессовки.

8. Инклинометрия (гироскопия) ствола скважины), максимальный угол (град), глубина соответствующей ему точки (м).

9. Альтитуда ротора (м), пьедестал фланца (м).

10. Искусственный забой (м)

11. Эксплуатационный горизонт _____
(название)

12. Интервал перфорации _____
(от ____ до ____ колич. отверстий,
тип перфоратора)

13. Подъемное оборудование.

2. Техническое состояние на начало ремонта:

1. Состояние скважины _____
(рабочая или бездействующая)

2. Текущий забой.

3. Пластовое давление ____ атм, определено
« ____ » _____ 200 г.

4. Давление изолируемого (отдающего, и сообщаемого) пласта, атм.

5. Дебит жидкости, т/сут, в том числе нефти, м³/сут.

6. Излив в нагнетательной скважине, м³/сут.

7. Остановить нагнетательные скважины скв №, пластовое давление, атм., дата.

8. Перетоки за эксплуатационной колонной
_____ в интервалах _____ м.
(имеются, либо отсутствуют)

Определено « ____ » _____ 200 г.

9. Обводненность продукции ____ %.

10. Скважинная жидкость _____,
(пластовая вода с нефтью)

плотность _____ г/см³

11. Наличие сероводорода.

12. Ранее проведенные работы по КРС (цель, дата, что проделано).

3. Цель проведения работ (ремонта скважины)

4. Порядок восстановительных работ

1. Провести обследование площадки намеченной скважины и подъездных путей к ней.

2. Составить схему расположения передвижной установки и оборудования на площадке.

3. Провести дополнительную отсыпку площадок с укладкой при необходимости фундаментных плит.

4. Произвести монтаж передвижной установки

(тип установки)

5. Промыть скважину (тип жидкости) _____
уд. весом _____ г/см³ в объеме _____ м³ Иметь на долив не менее _____ м³

6. Поднять подземное оборудование с постоянным доливом _____.

(количество НКТ)

7. Произвести демонтаж АФК, оборудовать устье скважины, установить ПВО, опрессовать на _____ атм.

8. Прошаблонировать скважину шаблоном (диаметр _____ мм), длина _____ м, на инструменте _____
(тип инструмента)

до глубины _____, промыть скважину (тип жидкости _____, уд. весом _____ г/см³, в объеме _____ м³).

9. Произвести каротажные работы (локатор муфт – ЛМ для привязки инструмента в интервале _____ м АКЦ, ФКД, СГДТ, ДСИ в интервале _____ м).

Произвести вырезание «окна» в интервале _____ м по отдельному плану.

5. Порядок работы

1. Расчет бокового (дополнительного) ствола:

_____ м интервал зарезки бокового ствола при зенитном угле _____ град в географическом азимуте _____ град.

_____ м интервал изменения географического азимута БС от _____ град до _____ град и зенитного угла от _____ град до _____ град; _____ м интервал набора зенитного угла от _____ град до _____ град с интенсивностью _____ град/10 м при постоянном географическом азимуте _____ град.

_____ м интервал наклонного (горизонтального) участка в продуктивном пласте.

2. Измерения зенитного угла и азимута.

Интервал измерения, м	Частота измерения, м	Шаг измерения, м	Перекрытие измерений, точ.	Кол-во приборов, шт.

3. Проектный технический разрез

Долото, мм	Тип обсадной колонны (ОК)	Диаметр ОК, мм	Глубина спуска ОК, м	Подъем цемента, м

• Опрессовать трубы диаметром _____ мм на поверхности на _____ атм.

• Опрессовать открытый ствол перед спуском хвостовика $\varnothing$ _____ мм на _____ атм.

• Опрессовать эксплуатационную колонну долотом _____ мм после установки ликвидационного моста на _____ атм.

• Опрессовать хвостовик $\varnothing$ ____ мм после цементирования и ОЗЦ ____ ч и записи АКЦ вместе с эксплуатационной колонной, устьем и установленной АФК на ____ атм.

4. Проектный стратиграфический разрез

Стратиграфия	Глубина и интервал по вертикали, м			Глубина интервала по стволу, м			Зенитный угол, град
	от	до	интервал	от	до	интервал	

5. Промывочная жидкость

Интервал бурения БС (от – до), м	Тип и параметр промывочной жидкости

(подпись), должность, Ф.И.О.

Согласовано:

Утверждаю:

(должность)	(назв. организации)	(должность)	(назв. организации)
Ф.И.О.		Ф.И.О.	
(подпись)		(подпись)	

«___» _____ 200__ г. «___» _____ 200__ г.

П Л А Н

работ на спуск и крепление хвостовика бокового ствола
скважины № _____ месторождения

1. *Исходные данные*

1. Забой бокового ствола, м.
2. Глубина фрезерования окна с клина-отклонителя
в эксплуатационной колонне _____, мм, интервал: от – до, м.
3. Глубина установки башмака хвостовика, м.
4. Глубина установки обратных клапанов, м.
5. Глубина установки стоп-кольца, м
6. Глубина установки воронки захода, м.
7. Интервал цементирования хвостовика: от – до, м.

Глубины и интервалы спуска хвостовика уточнить по
данным геофизических исследований и согласовать с геофи-
зическим отделом Заказчика.

2. Порядок подготовительных работ

Конструкция колонны (хвостовика)

№ сек-ции	Интервал спуска, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Давление опрессовки, атм

1. Провести контрольный замер бурильных труб перед последним долблением. Составить акт.

2. Проверить состояние фонаря вышки, ее фундаментов, талевую и тормозную системы. Устранить обнаруженные дефекты. Составить акт.

3. Проверить буровое оборудование, провести профилактический ремонт.

4. Проверить наличие и исправность элеваторов, хомутов, трубных ключей.

5. Завести скважину:

1) обсадные трубы диаметром ____ мм в количестве ____м и опрессовать на поверхности на давление ____ атм. произвести их замер, записать меру в журнал, уложить на стеллажи у буровой в порядке спуска;

2) патрубки подгоночные типа ____ длиной ____ м, опрессовать на поверхности на давление ____ атм и прошаблонировать шаблоном и диаметром ____ мм;

3) смазку типа _____.

Оборудование и химреагенты, необходимые для спуска хвостовика.

Шаблоны диаметром ____ мм.

Оснастка для обсадных труб хвостовика:

– башмак колонный (стальной), тип башмака;

– патрубки Ø ____ мм;

– обратные клапаны (*тип клапана и количество*) в сборе с патрубком (*диаметр и толщина стенки, мм*) опрессовать на базе на давление ____ атм.;

– стоп-кольцо чугунное в сборе с патрубком (*диаметр и толщина стенки, мм*);

– воронку захода в сборе с патрубком (*диаметр и толщина стенки, мм*);

– разъединительный узел в сборе.

Ответственный за подготовительные работы Ф.И.О.

6. Опрессовать ствол скважины на давление ____ атм. В случае негерметичности скважины произвести изоляционные работы по технологии _____.

Составить акт.

7. Проработать ствол скважины с интервала вырезки «окна» до забоя следующей компоновкой: долото, _____, мм. ВЗД (тип), бурильный инструмент (тип), промыть скважину в течение не менее двух циклов до полного выноса шлама и приведения параметров бурового раствора в соответствии с ГТН. Поднять компоновку.

8. Спустить инструмент (тип инструмента) до глубины ____ м с заглушкой, отбивным клапаном, и опрессовать на давление ____ атм. Составить акт опрессовки. Поднять инструмент.

9. Собрать специальную шаблонирующую компоновку в следующем порядке:

– башмак колонный диаметром _____, мм;

– три трубы типа _____ и диаметром, мм;

– переводник (типа переводника);

– инструмент (тип инструмента).

10. Прошаблонировать боковой (дополнительный) ствол до забоя. В случае непрохождения шаблона до забоя, проработать боковой ствол роторной компоновкой долотом _____,

мм с последующей шаблонировкой компоновкой указанной в п. 9.

Ответственные

должность

Ф.И.О.

3. Порядок работ при креплении бокового (дополнительного) ствола

1. Собрать хвостовик для спуска в БС в следующем порядке:

- башмак колонный ____, мм;
- патрубок (тип патрубка и диаметр, мм) длиной ____, м;
- клапан обратный (тип клапана);
- патрубок (тип патрубка и диаметр, мм) длиной ____, м;
- клапан обратный (тип клапана);
- патрубок (тип патрубка и диаметр, мм) длиной ____, м;
- стоп-кольцо;
- обсадные трубы (тип, диаметр и толщина стенки, мм);
- воронка входа с левой резьбой;
- разъединительный узел в сборе;
- инструмент (тип диаметр и толщина стенки, мм);
- навернуть квадрат.

При спуске хвостовика и инструмента долив во внутри-трубное пространство через каждые 300 м, при давлении не более 50 атм.

Запрещается вращать инструмент.

Спуск хвостовика на бурильном инструменте (тип инструмента) производить при открытом стопоре устройстве крюкоблока.

Промежуточную промывку необходимо осуществить на глубине ____м, при давлении не более ____атм.

Скорость спуска хвостовика:

интервал от ____ до ____ м – ____ м/с.

от ____ до ____ м – ____ м/с.

Все соединения труб хвостовика при спуске производить с герметизирующей смазкой Р-402 или ГС-1.

2. При спуске хвостовика перед наращиванием производить шаблонирование обсадных труб (тип, диаметр, толщина стенки, мм) шаблоном Ø ____ мм и бурильного инструмента (тип, диаметр, толщина стенки, мм) шаблоном Ø ____ мм. Назначить ответственных лиц за шаблонирование из состава каждой вахты, произвести инструктаж ответственных лиц с последующей записью в вахтовом журнале.

3. После спуска хвостовика, не разгружая его на забое, повернуть квадрат, произвести промывку скважины в течение 1–1,5 ч при давлении не более ____ атм.

4. Собрать и опрессовать на ____ атм, нагнетательную линию от (ЦА-320).

Ответственные

должность

Ф.И.О.

4. Крепление

1. Произвести затворение цементного раствора при помощи цементировочного агрегата (ЦА-320) и смесительной машины (СМН-20) с откачкой в емкость с перемешиванием, приготовить таким образом ____ м³ цементного раствора плотностью ____ г/см³, растекаемостью ____ см, с добавками (указать добавки в процентном отношении от веса сухого цемента). Перемешать наверху в течение 50–60 мин.

2. Закачать в скважину последовательно:

– техническую воду в объеме ____ м³ с добавкой реагентов (указать тип и количество).

– тампонажный раствор в объеме ____м³ из емкости с перемешивателем.

3. Отвернуть квадрат, установить продавочную пробку в инструмент (тип инструмента). Промыть нагнетательную линию. Навернуть квадрат и допустить хвостовик, не разгружая, до забоя. Осуществить продавку цементного раствора пластовой водой объемом ____м³, плотностью ____г/см³ до получения «СТОП» (продавку пересчитать по фактически спущенному инструменту). После закачки ____м³ объема продавки возможен скачок давления на ____атм, из-за схождения продавочных пробок.

4. После продавки тампонажного раствора до получения давления «СТОП» и проверки закрытия обратных клапанов, создать давление ____ (150–170) __атм, порвать диафрагмы, промыть скважину в течение двух циклов, цементную суспензию сбросить в отстойный котлован, после чего плавно разгрузить хвостовик на забой (8–8,5 т по ГИВу), произвести отворот бурильного инструмента в левом переводнике, поднять бурильный инструмент из скважины, оставив ее на ОЗЦ в течение 48 ч.

5. После ОЗЦ спустить в скважину «перо» до глубины ____ м, на НКТ (диаметр и толщина стенки) длиной ____м, а далее собрать и спустить инструмент (тип инструмента, диаметр и толщина стенки).

6. Промыть скважину до чистой пластовой воды, поднять инструмент из скважины.

7. Произвести запись комплекса АКЦ.

8. Установить на устье скважины арматуру (тип). Опресовать устье скважины, колонну, хвостовик на ____атм.

– Дальнейшие работы производить согласно плану на освоение скважины.

Ответственные

должность

Ф.И.О.

Согласовано:

Утверждаю:

(должность) (назв. организации) (должность) (назв. организации)

(подпись) Ф.И.О. (подпись) Ф.И.О.

«____» _____ 200__ г. «____» _____ 200__ г.

П Л А Н

работ на освоение бокового ствола скважины № _____
_____ месторождения

1. Исходные данные

- 1) категория скважины – _____;
- 2) продуктивный горизонт – _____;
- 3) забой скважины _____ м;
- 4) эксплуатационная колонна $\varnothing$ _____ мм в интервале _____ – _____ м;
- 5) эксплуатационный хвостовик $\varnothing$ _____ мм в интервале _____ – _____ м;
- 6) эксплуатационная колонна $\varnothing$ _____ мм, эксплуатационный хвостовик $\varnothing$ _____ мм и устье скважины опрессованы на _____ атм, герметично;
- 7) ожидаемое пластовое давление – _____ атм, на глубине _____ м (_____ м по вертикали);
- 8) максимальный угол _____ град на глубине _____ м;
- 9) расстояние ротор – пьедестал _____ м;

- 10) скважина заполнена пластовой водой плотностью _____ г/см³;
- 11) глубина установки воронки захода _____ м;
- 12) устье скважины оборудовано – (тип арматуры фонтанной).

2. Порядок работ

1. Спустить комбинированную колонну НКТ с пером _____ м и НКТ Ø 73 мм до забоя.
 2. Перевести скважину на дегазированную безводную нефть плотностью 0,85 г/см³ в объеме _____ м³ Поднять с доливом нефтью.
 3. Спустить НКТ Ø 73 мм с воронкой на глубину _____ м.
 4. Подготовить скважину к перфорации согласно ТУ (на депрессии).
 5. Провести перфорацию с помощью устройства (тип перфоратора), в интервалах (указать интервалы перфорации и количество отверстий) с привязкой по гамма каротажу и локацией отверстий по ЛМ, ВЧТ до и после перфорации.
 6. Поднять НКТ Ø 73 мм с воронкой с доливом нефтью.
 7. На НКТ Ø 73 спустить в скважину ЭЦН с ограничителем спуска.
 8. Установить фонтанную арматуру в присутствии представителя промысла. Определить наличие подачи, опрессовать НКТ на _____ атм.
 9. Сдать скважину представителю промысла.
- Все работы производить согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» РД -08-200–98.

(подпись), должность, Ф.И.О.

П Л А Н

о передаче скважины для проведения работ
по ее реконструкции.

О передаче скважины №____ куст
_____ месторождения

Мы, нижеподписавшиеся, мастер по добыче ЦДНГ №
(предприятие-заказчик) _____,

Мастер бригады КРС и реконструкции скважин (пред-
приятие-подрядчик) _____
составили настоящий акт о том, что скважина №____ передана
для проведения работ по ее реконструкции.

1. Состояние кустовой площадки и обваловки куста
(скважины) _____

2. Состояние подъездных путей _____
(удовлетворительно,
неудовлетворительно)

3. Состояние территории вокруг ремонтируемой сква-
жины.

4. Состояние и комплектность наземного оборудования
на соседних скважинах.

5. Состояние и комплектность наземного оборудования
на восстанавливаемой (реконструируемой) скважине

6. Состояние кабельной эстакады _____

7. Состояние АГЗУ и комплектность _____

8. Состояние БГ и комплектность _____

9. Наличие паспорта на устьевую арматуру восстанавли-
ваемой (реконструируемой) скважины _____

10. Состояние переходов через коммуникации, обвалов-
ку _____

Сдал: мастер по добыче _____

Принял: мастер по восстановлению _____

А К Т

о приемке скважины и прилегающей территории
после проведения работ по ее реконструкции
(ремонту путем бурения БС)

Месторождение _____

Куст № _____

Скважина № _____

Мы, нижеподписавшиеся, мастер бригады КРС и рекон-
струкции скважин (предприятие-подрядчик) _____

мастер по добыче нефти ЦДНГ № ____ (предприятие-
заказчик) _____

составили настоящий акт о том, что скважина № ____ принята
из реконструкции.

При приемке установлено:

1. Состояние кустовой площадки и обваловки куста (скважины) _____

2. Состояние подъездных путей _____
(удовлетворительно,
неудовлетворительно)

3. Состояние территории вокруг ремонтируемой скважины.

4. Состояние и комплектность наземного оборудования на соседних скважинах.

5. Состояние и комплектность наземного оборудования на восстанавливаемой (реконструируемой) скважине

6. Состояние кабельной эстакады _____

7. Состояние АГЗУ и комплектность _____

8. Состояние БГ и комплектность _____

9. Наличие паспорта на устьевую арматуру восстанавливаемой (реконструируемой) скважины _____

10. Состояние переходов через коммуникации, обваловку _____

Наличие схемы наземных и подъездных коллекторов

Сдал: мастер бригады КРС и реконструкции скважин

Принял: мастер по добыче нефти ЦДНГ № _____

А К Т

сдачи-приемки выполненных работ
по ее реконструкции (ремонту путем бурения БС)

Месторождение _____

Куст _____

Скважина _____

Дата начала работ _____

Дата окончания работ _____

Представитель Заказчика _____ и представ-
витель Подрядчика _____ составили
_____ настоящий акт о том, что работы по восста-
новлению (рекультивации) скважины №____ куста №____
месторождения _____ выполнены полностью в со-
ответствии с Программой работ в следующем объеме:

- подготовка скважины к восстановлению (реконструк-
ции);
- установка клин-отклонителя в интервале, м;
- вырезание «окна» в обсадной колонне диаметром
_____, мм, до выхода в породу в интервале _____, м;
- бурение второго ствола в интервале _____, м;
- спуск хвостовика, нормализация забоя;
- промывка скважины;
- опрессовка снижением уровня;
- освоение скважины и вывод на режим.

Представитель Подрядчика

Представитель Заказчика:

Главный инженер _____

«____» _____ 200 г.

Главный геолог _____

«____» _____ 200 г.

Подрядчик:

Подпись _____

Фамилия _____

Должность _____

Заказчик:

Подпись _____

Фамилия _____

Должность _____

Учебное издание

КРАПИВИНА Татьяна Николаевна,
КРЫСИН Николай Иванович,
ЧЕРНЫШОВ Сергей Евгеньевич

ТЕХНИКА, ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА,
ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН
СТРОИТЕЛЬСТВОМ БОКОВЫХ
(ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ) СТВОЛОВ

Учебное пособие

Редактор и корректор *Е.И. Хазанжи*

Подписано в печать 19.10.12. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 19,75. Тираж 100 экз. Заказ № 210/2012.

97,80

Издательство

Пермского национального исследовательского
политехнического университета.

Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.