

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

БУРОВЫЕ СТАНКИ И БУРЕНИЕ СКВАЖИН. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Специальность
21.05.02 – Прикладная геология

Специализация
«Геология нефти и газа»

Квалификация
«Горный инженер-геолог»

Ставрополь
2017

УДК 622.24/.143 (075.8)

ББК 33.131 я73

Б 91

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Северо-Кавказского
федерального университета

Б 91 **Буровые станки и бурение скважин. Бурение нефтяных и газовых скважин:** лабораторный практикум / сост. И. В. Мурадханов, С. А. Паросоченко, Р. Г. Чернявский, В. А. Пономаренко. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2017. – 136 с.

Пособие составлено в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом, учебным планом и программой дисциплины.

Утверждено на заседании кафедры строительства нефтяных и газовых скважин (протокол № 05 от 08 ноября 2016 г.).

Содержит курс лабораторных работ с теоретическим материалом, методическими указаниями по их выполнению; указания по технике безопасности, вопросы и задания, литературу.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 21.05.02 Прикладная геология, специализации «Геология нефти и газа», получающих квалификацию «Горный инженер-геолог».

УДК 622.24/.143 (075.8)

ББК 33.131 я73

Составители:

канд. техн. наук, доцент **И. В. Мурадханов**,
канд. техн. наук, доцент **С. А. Паросоченко**,
ст. преподаватель **В. А. Пономаренко**,
ассистент **Р. Г. Чернявский**

Рецензенты:

канд. геол.-минерал. наук, доцент **З. В. Стерленко**,
В. В. Крымов (ОАО «СевКавНИПИгаз»)

© ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский
федеральный университет», 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	4
-------------------	---

Лабораторные работы

1. Определение основных физико-механических свойств горных пород	6
2. Вращательный способ бурения	16
3. Изучение основного оборудования буровой установки.....	20
4. Изучение конструкций породоразрушающих инструментов	27
5. Выбор рациональных типов шарошечных долот	40
6. Изучение основных элементов бурильной колонны	48
7. Определение плотности, условной вязкости и фильтрации буровых растворов	54
8. Определение реологических характеристик буровых растворов	62
9. Определение толщины фильтрационной корки промывочной жидкости, показателя стабильности промывочной жидкости и содержания песка в промывочной жидкости	68
10. Регулирование плотности глинистых растворов	76
11. Изучение типов и конструкций гидравлических забойных двигателей.....	80
12. Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.....	93
13. Проектирование конструкции скважины	105
14. Оснастка обсадных колонн, назначение, конструкции.....	115
15. Определение растекаемости и сроков схватывания тампонажного раствора	128
Литература.....	135

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью изучения дисциплины является формирование профессиональных компетенций будущего специалиста, обучающегося по специальности 21.05.02 – Прикладная геология.

Задачей освоения дисциплины является формирование необходимой начальной базы знаний по объектам профессиональной (производственно-технологической) деятельности будущего специалиста:

- проектирование технологических процессов по изучению природных объектов на стадиях регионального геологического изучения, поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых;
- решение производственных, научно-производственных задач в ходе полевых геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ, лабораторных и аналитических исследований;
- оформление первичной геологической, геолого-геохимической, геолого-геофизической и геолого-экологической документации полевых наблюдений, опробования почвенно-растительного слоя, горных пород и полезных ископаемых на поверхности, в открытых и подземных горных выработках и скважинах, в поверхностных и подземных водах и подпочвенном воздухе;
- ведение учета выполняемых работ и оценки их экономической эффективности;
- проведение обработки, анализа и систематизации полевой и промысловой геологической, геофизической, геохимической, эколого-геологической информации с использованием современных методов ее автоматизированного сбора, хранения и обработки;
- организационно-управленческая, экспериментально-исследовательская, проектная деятельность.

Компетенция специалиста, формируемая в результате освоения дисциплины, – способность выбирать технические средства для решения общепрофессиональных задач и осуществлять контроль за их применением (ПК-2).

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

- знать классификацию буровых скважин по целевому назначению и способу бурения; механические и технологические свойства горных пород, способы разрушения пород при бурении; основное буровое оборудование, очистные агенты и тампонажные смеси, основные технологии и режимы бурения;
- уметь использовать навыки в выполнении инженерных расчетов по выбору конструкции скважины, параметров режима бурения и показателей работы долот по промысловым данным; выбирать инструмент и оборудование, обеспечивающие высокие технико-экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин.
- владеть необходимой начальной базой знаний по объектам будущей профессиональной деятельности.

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

1. Определение основных физико-механических свойств горных пород

Цель: определить основные физико-механические свойства горных пород.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы:

- использовать навыки в выполнении инженерных расчетов по выбору конструкции скважины, параметров режима бурения и показателей работы долот по промысловым данным;
- выбирать инструмент и оборудование, обеспечивающие высокие технико-экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: усложнение условий добычи полезных ископаемых и строительства подземных сооружений предъявляет повышенные требования к качеству результатов определения механических свойств горных пород, что обуславливает объективную потребность в совершенствовании существующих методов получения этих результатов.

Теоретическая часть

Под механическими свойствами понимают способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности.

К механическим свойствам относятся упругость, пластичность, вязкость и прочность.

Упругостью называется способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий. Упругость характеризуется модулем деформации при растяжении сжатии (модуль Юнга) E и модулем деформации при

сдвиге G , а также коэффициентом Пуассона μ (коэффициент пропорциональности между относительными продольными и поперечными деформациями).

Согласно закону Гука, для идеально хрупких материалов относительная деформация ε прямо пропорциональна нормальному напряжению σ .

$$\sigma = E \cdot \varepsilon.$$

Однако закон Гука соблюдается лишь в области малых деформаций. Дальнейшее деформирование приводит или к хрупкому разрушению тел, или к потере пропорциональности между ε и σ , а также к появлению пластических (необратимых) деформаций – свойству пластичности.

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

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругости и пластичности.

Поведение деформируемых внешними силами тел во времени характеризуются вязкостью. Вязкостные свойства проявляются ползучестью (постоянный рост деформации при неизменном приложенном напряжении); релаксацией (постепенное уменьшение напряжений в теле при постоянной деформации его) и другими свойствами реальных тел.

Прочностью называется способность твердого тела (горной породы) оказывать сопротивление разрушению от внешнего воздействия. При разрушении рвутся связи между частицами кристаллической структуры, не меняя агрегатного состояния вещества. Прочность оценивается по предельным напряжениям, которые могут быть созданы в опасном сечении твердого тела. Различают четыре вида напряженного состояния и соответствующие им предельные напряжения на сжатии σ_c , сдвиг τ , изгиб σ_u , растяжение σ_p . Причем для горных пород имеет место следующее соотношение:

$$\sigma_c \gg \tau \geq \sigma_u \geq \sigma_p.$$

При бурении скважин горная порода разрушается в условиях сложного напряженного состояния. Породоразрушающий инструмент – долото – контактирует с породой не по всей поверхности

забоя, а лишь на некоторых ограниченных площадках. Через эти площадки на породу создается локальное давление, под действием которого порода деформируется и разрушается. В этих условиях прочность, измеряемая классическими методами путем нагружения всего испытуемого образца, оказывается недостаточной для характеристики сопротивляемости породы разрушению.

В горной промышленности сопротивляемость породы разрушению принято характеризовать твердостью. Под твердостью понимают сопротивление, оказываемое породой внедрению в нее другого твердого тела. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела (прочность на вдавливание).

Метод определения механических свойств горных пород. Распространение получил метод определения твердости горных пород, разработанный Л. А. Шрейнером. Сущность его заключается во вдавливании цилиндрического штампа (пуансона) с плоским основанием в плоскую шлифованную поверхность испытуемого образца горной породы до разрушения этой поверхности. При этом замеряется сила P , с которой действует штамп на образец, деформация (глубина погружения штампа) ε , параметры зоны разрушения, а также вычисляются показатели механических свойств: твердость, коэффициент пластичности, модуль упругости и др. В последнем случае строится график зависимости деформации ε от величины приложенной силы (напряжения) P – кривая деформации при вдавливании штампа.

По виду кривой деформации при вдавливании штампа различают три класса пород: 1 – хрупкие (рис. 1), 2 – пластично-хрупкие (рис. 2), 3 – пластичные (рис. 3).

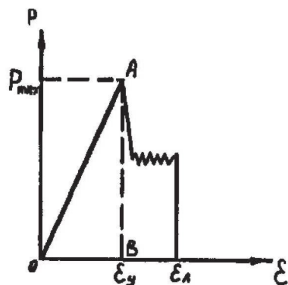
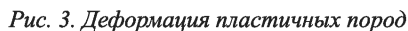
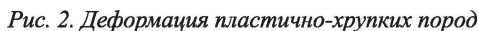


Рис. 1. Деформация хрупких пород



За твердость рш горной породы принимают величину напряжений под основанием штампа в момент разрушения, т. е. когда нагрузка на штамп достигает наибольшего значения $P_{\max}$:

где $S_{ш}$ – площадь основания штампа (площадь контакта штампа с породой).

- 9 -

уплотнения ее под зоной контакта. В точке A достигается предел упругости и начинают проявлять себя пластичность и вязкостные (реологические) свойства материала. Состояние материала в этой точке характеризуют пределом текучести p_m :

$$p_m = \frac{P_T}{S_{ш}}. \quad (1.2)$$

В качестве показателя пластичности пород принят энергетический коэффициент пластичности K_{nl} , под которым понимается отношение всей работы деформирования до момента разрушения A_p к работе упругого деформирования A_y . Отношение величин A_p и A_y численно равно отношению соответствующих площадей диаграммы S_{oabc} и S_{ode} . Таким образом, можно записать:

$$K_{nl} = \frac{S_{oabc}}{S_{ode}}. \quad (1.3)$$

Можно эти площади выразить через углы наклона линии диаграммы: $OA - \varepsilon_y$; $AB - \varepsilon_n$. Тогда

$$K_{nl} = \frac{P_T}{P_{max}} + \left(1 - \frac{P_T}{P_{max}}\right) \cdot \frac{tg\alpha_y}{tg\alpha_n}. \quad (1.4)$$

При вдавливании штампа в пластичные породы хрупкого разрушения не происходит (см. рис. 3). В этом случае твердость $p_{ш}$ и коэффициент пластичности K_{nl} , вычисленный по формуле (3), не могут быть определены. Обычно этот коэффициент принимают равным бесконечности. Однако из формулы (4) следует, что при неограниченном возрастании P_{max} отношение стремится к нулю. Тогда для пластичных пород коэффициент пластичности принимает численное значение:

$$K_{nl} = \frac{tg\alpha_y}{tg\alpha_n}. \quad (1.5)$$

Характерно, что для хрупких пород $K_{nl} = 1$, т. к. P_m и P_{max} практически равны между собой.

Все породы по твердости по штампу разделены на 12 категорий твердости (табл. 1).

Таблица 1

Классификация горных пород по твердости

Наименование	Твердость горных пород											
	Мягкие (М)		Средние (С)		Твердые (Т)		Крепкие (К)		очень крепкие (ОК)			
Характеристика буримости	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Категория твердости												
Твердость по штампу p_w , МПа	<100	100–250	250–500	500–1000	1000–1500	1500–2000	2000–3000	3000–4000	4000–5000	5000–6000	6000–7000	>7000

По пластичности все горные породы подразделены на 6 категорий (табл. 2).

Таблица 2

Классификация горных пород по пластичности

Наименование	Класс пород					
	Хрупкие	Пластично-хрупкие				Пластичные
Категория	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности $K_{пл}$	1	1–2	2–3	3–4	4–6	>6

Схема простейшей установки для испытания горных пород методом вдавливания цилиндрического штампа представлена на рис. 4.

Установка представляет собой гидравлический пресс 1, плунжер 2 которого имеет столик 3 для размещения испытуемого образца породы 4. Штамп (пуансон) 5 цилиндрической формы закрепляется на неподвижном корпусе установки. Машинное масло в гидроцилиндре 1 выталкивает плунжер 2. Перемещение плунжера 2, столика 3 и образца породы 4 вверх замеряется через рычаг 6 механическим индикатором деформации 7 и индукционным датчиком деформации 8. Неподвижный штамп 5 препятствует перемещению подвижной системы плунжер – образец. Поэтому в цилиндре 1 повышается давление масла, величина которого замеряется манометром 9 и магнитно-электрическим датчиком давления 10.

Чем больше давление масла в гидроцилиндре, тем больше сила P , действующая на испытуемый образец со стороны штампа. Это давление создается ручным масляным насосом 11.

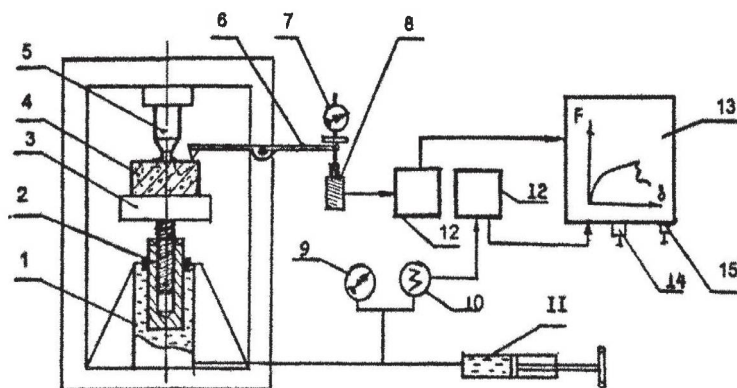


Рис. 4. Схема установки для испытания горных пород вдавливанием штампа

Электрический сигнал от индукционного датчика деформации 8 и датчика 10 через электрические преобразователи 12 подается на графопостроитель 13, который на миллиметровой бумаге вычерчивает график зависимости силы P от величины абсолютной деформации испытуемого образца ϵ относительно неподвижного штампа 5. Масштаб записи регулируется переключателем диапазонов 14, а положение начала координат устанавливается регулятором 15. Абсолютное значение деформации на графопостроителе определяется путем умножения показания прибора на масштабный коэффициент m_ϵ , а значение усилия на масштабный коэффициент m_P . При установке переключателей диапазонов 14 на 700 мВ $m_\epsilon = 12,86$ мм/мм и на 500 мВ $m_P = 120$ кН/мм.

Аппаратура и материалы

1. Установка для испытания горных пород вдавливанием штампа.
2. Образцы горных пород для проведения работы.
3. График зависимости силы P от величины абсолютной деформации ϵ испытуемого образца.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью проинструктированного в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к установке для испытания горных пород вдавливанием штампа осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

1. Получить у преподавателя исследуемый образец породы.
2. Замерить диаметр основания штампа.
3. Ознакомиться с установкой и протереть пыль с образца породы и столика 3 (рис. 4). Включить электропитание прибора.
4. Установить образец породы 4 на столик прессы и винтом плунжера 3 подвести этот образец до соприкосновения со штампом 5.
5. Установить рычаг 6 на поверхность образца, а начало шкалы индикатора деформации 7 совместить со стрелкой.
6. Переключателем диапазонов 14, регулятором установки начала координат 15 и ручным насосом 11 подвести стрелки графопостроителя 13 к нулевому положению.
7. Ручным насосом 11, с возможно постоянной скоростью и плавно, увеличивать нагрузку на штамп до характерного локального разрушения поверхности образца. При этом произойдет скачкообразное уменьшение показания манометра 9 и одновременно резкое увеличение деформации до 1...2 мм, визуально наблюдаемое на индикаторе 7.
8. Снять отсчет максимального значения деформации на индикаторе 7, которое будет соответствовать глубине лунки выкола.
9. Полученный на графопостроителе график показать преподавателю.

Возможен вариант построения графика нагрузка – деформация по точкам без применения графопостроителя. Для этого в табличной форме записываются значения деформации, снимаемые с индикатора 7, соответствующие каждому фиксированному на манометре

9 давлению масла в гидропрессе 1. Произведение этого давления на площадь плунжера 2 даст величину силы, действующей на штамп. Шаг нарастания давления масла, когда следует брать отсчет на индикаторе деформации, можно принять равным $1/20$ от предела измерения манометра 9 или получить его у преподавателя.

Записать полученные данные в следующей форме:

- диаметр штампа, в мм _____
- среднее значение диаметра лунки, в мм _____
- глубина лунки, в мм _____
- масштабные коэффициенты регистрации:
- деформации, в мм/мм _____
- усилия, в кН/мм _____.

Нанести экспериментальные точки на поле координат (если графопостроитель отсутствует). Провести две усредняющие прямые через эти точки или характерные участки графика. Перенести ось ординат (P) в точку пересечения одной из усредняющей прямой с осью абсцисс (ϵ), как это показано на рис. 5 (отрезок $0-0'$ обусловлен деформацией установки, которая в дальнейшем не учитывается).

Обозначить характерные точки графика и произвести вычисления твердости по штампу $рш$, предела текучести $р_t$ и коэффициента пластичности $K_{пл}$ по соответствующим формулам: 1, 2, 3 или 4 (5) с учетом масштаба регистрации. Классифицировать исследуемую горную породу согласно табл. 1, 2.

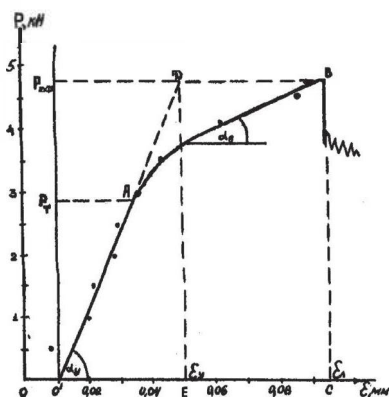


Рис. 5. График зависимости силы P от величины абсолютной деформации ϵ испытываемого образца

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы.

Вопросы

1. Какие основные физико-механические свойства горных пород вам известны?
2. Каков принцип работы установки для испытания горных пород методом вдавливания цилиндрического штампа?
3. Как определяются твердость по штампу, предел текучести и коэффициент пластичности?

2. Вращательный способ бурения

Цель: получить необходимые сведения о вращательном способе бурения как наиболее распространенном при строительстве нефтяных и газовых скважин; ознакомиться с основным оборудованием и приводом долота.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы:

- классификация буровых скважин по целевому назначению и способу бурения;
- механические и технологические свойства горных пород, способы разрушения пород при бурении;
- основное буровое оборудование, очистные агенты и тампонажные смеси, основные технологии и режимы бурения;
- навыки в выполнении инженерных расчетов по выбору конструкции скважины, параметров режима бурения и показателей работы долот по промысловым данным;
- умение выбирать инструмент и оборудование, обеспечивающие высокие технико-экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: при вращательном бурении скважина углубляется в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки породоразрушающие элементы долота внедряются в породу, а под влиянием крутящего момента скалывают, дробят и истирают ее.

Теоретическая часть

В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное – двигатель на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб и бурение с забойными двигателями – двигатель перенесен к забою скважины и устанавливается над долотом.

При роторном бурении (рис. 6) ротор 4 приводится во вращение от двигателей 11 через лебедку 10. Ротор, в свою очередь, вращает бурильную колонну, состоящую из ведущей трубы 5 и привинченных к ней с помощью специального переводника 3 бурильных труб 2 и долота 1.

При бурении с забойными двигателями вал двигателя 18 вращает долото, а бурильная колонна и корпус забойного двигателя неподвижны.

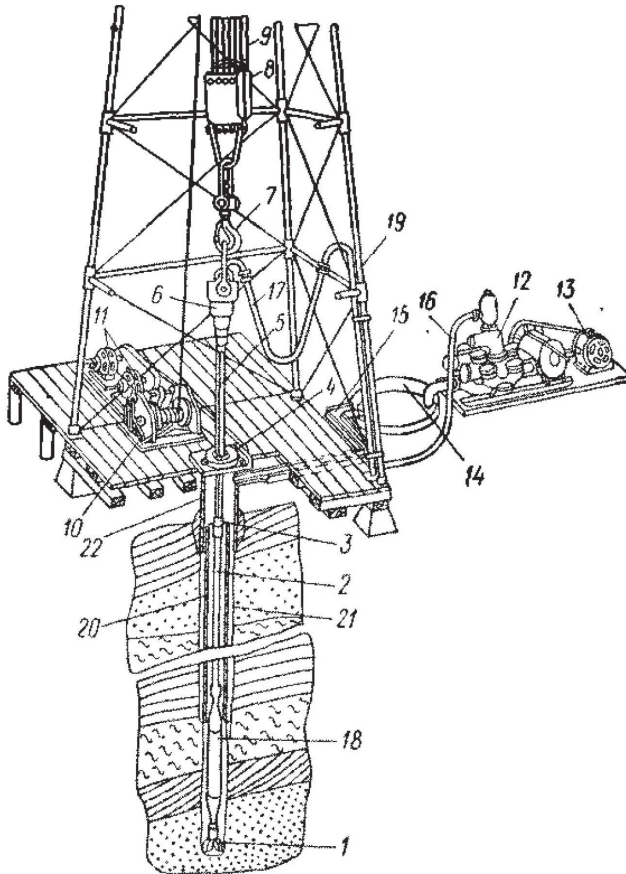


Рис. 6. Схема установки для бурения глубоких скважин роторным и турбинным способами и при помощи электробур:

1—долото; 2—бурильные трубы; 3—специальный переводник; 4—ротор; 5—ведущая труба; 6—вертлюг; 7—крюк; 8—талевый блок; 9—талевый канат; 10—лебедка; 11—двигатели лебедки и ротора; 12—буровой насос; 13—двигатель насоса; 14—приемная емкость; 15—желоба; 16—трубопровод; 17—гибкий шланг; 18—забойный двигатель; 19—вышка; 20—обсадные трубы; 21—цементная оболочка вокруг обсадных труб; 22—шахтовое направление.

Характерной особенностью вращательного бурения является промывка скважины водой или специально приготовленной жидкостью в течение всего времени работы долота на забое. Для этого буровые насосы 12, приводящиеся в работу от двигателей 13, нагнетают промывочную жидкость по трубопроводу 16 в стояк-трубу, установленный в правом углу вышки 19, далее в гибкий буровой шланг 17, вертлюг 6 и в бурильную колонну. Дойдя до долота, промывочная жидкость проходит через отверстия, имеющиеся в нем, и по кольцевому пространству между стенкой скважины и бурильной колонной поднимается на поверхность. Здесь в желобной системе 15 и в очистительных механизмах (на рисунке не показаны) жидкость очищается от выбуренной породы, затем поступает в приемные емкости 14 насосов и вновь закачивается в скважину.

По мере углубления скважины бурильная колонна, подвешенная к полиспастной системе, состоящей из кронблока, талевого блока 8, крюка 7 и талевого каната 9, подается в скважину. Когда ведущая труба 5 войдет в ротор 4 на всю длину, включают лебедку, поднимают бурильную колонну, на длину ведущей трубы и подвешивают бурильную колонну с помощью элеватора или клиньев на столе ротора. Затем отвинчивают ведущую трубу вместе с вертлюгом 6 и спускают ее в шурф – слегка наклонную скважину глубиной, равной длине ведущей трубы. Шурф бурится заранее в правом углу буровой, примерно посредине расстояния от центра скважины до ноги вышки. После этого бурильную колонну удлиняют (наращивают) путем привинчивания к ней так называемой двухтрубки (двух свинченных труб или одной трубы длиной около 12 м), снимают ее с элеватора или клиньев, спускают в скважину на длину двухтрубки, подвешивают с помощью элеватора или клиньев на стол ротора, поднимают из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привинчивают ее к бурильной колонне, освобождают бурильную колонну от клиньев или элеватора, доводят долото до забоя и продолжают бурение.

Аппаратура и материалы

1. Макет буровой установки.
2. Натурные образцы элементов бурильной колонны, забойных двигателей, породоразрушающего инструмента.
3. Чертежи бурового оборудования и схемы его оборудования.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к макету буровой установки осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного восприятия и понимания существа технологических процессов при вращательном способе бурения, ознакомиться с основным буровым оборудованием и его назначением на примере макета буровой установки.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- эскиз макета буровой установки, на котором обозначены все узлы и основное оборудование буровой установки.

Вопросы

1. Сущность вращательного способа бурения.
2. Способы вращательного бурения.
3. Основные узлы буровой установки.

3. Изучение основного оборудования буровой установки

Цель: ознакомиться с основным оборудованием буровой установки.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы:

- умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа;
- умение анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: в связи ростом объемов бурения, предстоящим вводом в разработку новых месторождений, в том числе с трудноизвлекаемыми запасами, приобретает особую важность обеспечение рентабельности строительства скважин высокого качества в сжатые сроки, надежных в эксплуатации при сохраняющейся ограниченности капитальных вложений. Но значительное число современных скважин построены неудовлетворительно, имеют пониженный дебит, требуют применения дорогостоящих методов вторичного воздействия на продуктивные пласты для ликвидации последствий вызванных некачественным вскрытием по причине несоблюдения технологии и параметров бурения.

Теоретическая часть

Бурение скважин осуществляется с помощью буровых установок, оборудования, инструментов.

Буровая установка – это комплекс наземного оборудования, необходимый для проводки скважины.

Состав буровой установки:

- 1) буровая вышка;
- 2) оборудование для механизации СПО;
- 3) наземное оборудование;
- 4) силовой привод;
- 5) циркуляционная система бурового раствора;
- 6) привышечные сооружения.

Буровая вышка – это сооружение над скважиной для спуска и подъема бурового инструмента, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, размещения бурильных свечей (соединение двух, трех бурильных труб между собой) после подъема их из скважины и защиты буровой бригады от ветра и атмосферных осадков.

Различают два типа вышек: башенные и мачтовые. Башенная – правильная усеченная четырехгранная пирамида решетчатой конструкции. Мачтовые бывают одноопорные и двухопорные (А-образные) – они менее устойчивы, но их проще перевозить с места на место и монтировать.

Основные параметры вышки – грузоподъемность, высота, емкость «магазинов» размеры верхнего и нижнего оснований, длина свечи, масса.

Грузоподъемность вышки – предельно допустимая вертикальная статическая нагрузка, которую нельзя превышать

Высота определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность СПО. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну бурильных труб при смене бурового инструмента. Чем больше глубина бурения, тем больше грузоподъемность, высота вышек. «

Емкость магазинов показывает, какая суммарная длина бурильных труб диаметром 114–168 мм может быть размещена в них. Чем больше емкость магазинов, тем на большую глубину может быть осуществлено бурение.

Размеры оснований характеризуют условия работы бригады. Размер верхнего – 2×2 м, 2,6×2,6 м, нижнего – 8×8 м или 10×10 м.

Оборудование для механизации СПО включает в себя талевую систему и лебедку. Талевая система состоит из неподвижного кронблока, талевого блока, соединенного с кронблоком талевым канатом, и бурового крюка. Талевая система предназначена для уменьшения натяжения талевого каната и снижения скорости движения бурильного инструмента, обсадных и бурильных труб. Иногда применяют кронблоки – совмещенную конструкцию талевого блока и бурового крюка. На крюке подвешивается бурильный инструмент.

Буровая лебедка предназначена:

- 1) для спуска и подъема обсадных и бурильных труб;
- 2) удержания на весу бурильного инструмента.
- 3) подтаскивания грузов.

Для свинчивания и развинчивания замковых соединений бурильной колонны внедрены автоматические ключи АКБ-3М, подвесные ключи ПБК-1, пневмо-клиновый захват ПКР-560.

Наземное оборудование включает в себя вертлюг, буровые насосы, напорный рукав и ротор.

Вертлюг – это механизм, соединяющий талевую систему и буровой крюк с бурильными трубами, а так же обеспечивает ввод в них промывочной жидкости под давлением.

Буровые насосы служат для нагнетания бурового раствора в скважину. При глубоком бурении используются двухцилиндровые насосы двойного действия.

Напорный рукав (буровой шланг) подает промывочную жидкость от стояка к вертлюгу.

Ротор передает вращательное движение бурильному инструменту, поддерживает на весу бурильные и обсадные трубы и воспринимает крутящий момент, создаваемый забойным двигателем. Ротор состоит из станицы, вала с цепным колесом и конической шестерней, кожуха, вкладышей и зажимов для ведущей трубы.

Силовой привод обеспечивает энергией лебедку, буровые насосы и ротор.

Привод буровой установки бывает дизельный, электрический, дизель-электрический, дизель-гидравлический.

Дизель-гидравлический привод состоит из двигателя внутреннего сгорания и турбопередачи, которые автономны и удобны в отличии от дизельных двигателей.

Дизельный привод применяют в районах, необеспеченных энергией необходимой мощности.

Электрический привод от электродвигателей переменного и постоянного тока отличается простотой в монтаже и эксплуатации, высокой надежностью и экономичностью.

Суммарная мощность силового привода составляет от 1000 до 4500 кВт.

Циркуляционная система буровой установки служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора и закачки нового. Она состоит из системы отвода, механических средств отделения частичек породы, емкости для химической обработки, накопления и отстаивания очищенного раствора, шламовый насос, блок приготовления свежего раствора и буровые насосы для закачки раствора в скважину.

К привышечным сооружениям относятся:

- 1) помещение для размещения двигателей и передаточных механизмов лебедки;
- 2) насосное помещение для размещения буровых насосов и их двигателей;
- 3) приемные мостки, предназначенные для транспортировки бурового технологического оборудования;
- 4) запасные резервуары для хранения бурового раствора;
- 5) трансформаторная площадка;
- 6) площадка для размещения механизмов по приготовлению бурового раствора;
- 7) стеллажи для размещения труб.

В качестве забойных двигателей используют турбобур, электробур и винтовой забойный двигатель, устанавливаемые над долотом.

Скважину бурят при помощи буровой установки, представляющей собой комплекс агрегатов, механизмов и сооружений, расположенных на поверхности.

В комплект буровой установки входят: вышка для подвешивания талевого системы и размещения бурильных труб, оборудование для спуска и подъема инструмента, оборудование для подачи и вращения инструмента, насосы для прокачивания промывочной жидкости, силовой привод, механизмы для приготовления и очистки промывочной жидкости, механизмы для автоматизации и механизации спуско-подъемных операций, контрольно-измерительные приборы и вспомогательные устройства. В комплект буровой установки входят также металлические основания, на которых монтируется и перевозится оборудование.

Различные условия и цели бурения при наличии большого разнообразия глубин конструкций скважин не могут быть удовлетворены одним типоразмером буровой установки, поэтому ГОСТом предусматривается ряд буровых установок. Буровые установки классифицируются по допустимой нагрузке на крюке.

Стандартом предусматривается также ряд других параметров буровых установок, в том числе мощность привода основных механизмов, номинальные длины свечей, высотные отметки оснований и некоторые другие показатели.

Буровую установку для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, которую не должен превышать вес (в воздухе) наиболее тяжелой обсадной колонны.

Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, удержания бурильной колонны на весу во время бурения, а также для размещения в ней талевой системы, бурильных труб и части оборудования, необходимого для осуществления процесса бурения.

Буровые вышки различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции. Для бурения скважин до 4000 м используют вышки высотой 41 м, скважин глубиной более 4000 м – вышки высотой 53 м и более (60–70 м).

По конструкции вышки подразделяются на два типа: башенные и мачтовые. Башенные вышки – это такие вышки, у которых нагрузка передается на четыре опоры. В вышках мачтового типа нагрузка передается на одну или две опоры.

В отечественном бурении достаточно широко используют 41-метровые вышки башенного типа. Это четырехгранная усеченная пирамида, состоящая из 10 панелей высотой 4 м каждая. Нижнее основание вышки имеет размер 8×8 м, а верхнее 2×2 м. Ноги вышки в нижней части имеют опорные плиты, за эти плиты вышка с помощью болтов крепится к фундаменту. К верхним торцам ног привариваются специальные столики для установки и крепления подкронблочных балок, на которые устанавливается кронблок. В зависимости от длины используемых свечей вокруг вышки устанавливается балкон (полати). Во время спуско-подъемных операций на балконе работает верховой рабочий (помощник бурильщика). Он устанавливает поднимаемые из скважин свечи за палец либо подает их из-за пальца при спуске в скважину. При использовании 41-метровой вышки балкон устанавливают на высоте 22,5 м от пола, так как бурят с применением 24–25-метровых свечей.

Очень широко применяют вышки мачтового типа (А-образные вышки). Вышки А-образные секционные мачтового типа представляют собой А-образную металлическую конструкцию, состоящую из двух-, трех- или четырехгранных ног и двух подкосов. Вверху ноги соединяются между собой подкронблочной рамой, на которой монтируется кронблок. Внизу ноги вышки крепятся в опорах вышечного основания.

Для предохранения от случайного падения свечей бурильных труб на вышке устанавливаются предохранительные пояса.

Вышки А-образного типа по сравнению с вышками башенного типа имеют ряд преимуществ: на их изготовление тратится меньше – металла, они имеют меньшее число деталей, облегчается их монтаж и демонтаж, улучшаются условия работы по затаскиванию труб в буровую и выбросу их на мостки из буровой, а также обзорность в буровой.

Одновременно с монтажом буровой вышки ведут строительство привышечных сооружений. К привышечным относятся следующие сооружения.

1. Редукторный (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к фонарю вышки со стороны ее задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки.

2. Насосный сарай для размещения и укрытия буровых насосов и силового оборудования. Насосный сарай строят или в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, или в стороне от вышки. В первом случае размеры сарая 5×15 м, во втором – 9×14 м, высота сарая 4,5–5 м.

Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резиноканями или полиэтиленовой пленкой.

Использование некоторых буровых установок требует совмещения редукторного и насосного сараев.

3. Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных, обсадных и других труб и для перемещения по нему оборудования, инструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бы-

вают горизонтальные и наклонные. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки, Ширина приемных мостов до 1,5–2 м, длина до 18 м.

4. Система устройств для очистки промывочного раствора от выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов.

5. Ряд вспомогательных сооружений: при бурении на электроприводе – трансформаторные площадки, при бурении на ДВС – площадки, на которых находятся емкости для горюче-смазочных материалов, и т.п.

6. Соцкультурные объекты: культбудка, столовая, вагоны-общежития и т. п.

Вопросы

1. Буровая установка и ее состав.
2. Что такое буровая вышка? Какие типы вышек вы знаете?
3. Что включает в себя наземное оборудование?
4. Что относится к привышечным сооружениям?

4. Изучение конструкции породоразрушающих инструментов

Цель: изучение основных элементов и узлов шарошечных, лопастных, фрезерных долот и шарошечных бурильных головок на натурных образцах.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: научиться правильно, записывать код износа шарошечного долота и делать вывод о дальнейшей пригодности долота к работе.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: сложность, разнообразие геолого-технологических условий бурения и реконструкции скважин создают необходимость постоянного совершенствования, модернизации инструмента на основе изучения механизмов разрушения природных и искусственных твердых материалов. Зачастую износ вооружения породоразрушающего инструмента происходит неравномерно, это связано как с конструкцией долота, так и со схемой размещения элементов вооружения.

Теоретическая часть

Породоразрушающий инструмент (ПРИ) предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины.

По принципу разрушения породы весь ПРИ можно классифицировать следующим образом.

1. ПРИ режуще-скалывающего действия, предназначенный для разбуривания вязких и пластичных пород небольшой твердости (вязких глин, глинистых сланцев и др.) и малоабразивных;
2. ПРИ дробяще-скалывающего действия, предназначенные для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород;
3. ПРИ истирающе-режущего действия, предназначенные для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

По назначению весь ПРИ можно разделить также на три группы:

- 1) для бурения сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;
- 2) для бурения по кольцевому забою (с отбором керна) – бурильные головки;
- 3) для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т. д.)

По материалу породоразрушающих элементов ПРИ делится на четыре группы:

- 1) со стальным вооружением;
- 2) с твердосплавным вооружением;
- 3) с алмазным вооружением;
- 4) с алмазно-твердосплавным вооружением.

Наибольшее распространение в практике бурения нефтяных и газовых скважин получили *шарошечные долота* дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением.

Для бурения скважин в абразивных породах различной твердости с целью повышения долговечности вооружения шарошки оснащают вставными твердосплавными зубками (штырями). Такие долота часто называют штыревыми. Вставные зубки закрепляются в теле шарошки методом прессования. Для бурения в малоабразивных породах, в теле стальной шарошки фрезеруются призматические зубья, поверхность которых упрочняется термохимической обработкой.

По ГОСТ 20692-75 «Долота шарошечные» предусматривается выпуск долот диаметром 76–508 мм трех разновидностей: однодвух- и трехшарошечных. Наибольший объем бурения нефтяных и газовых скважин приходится на трехшарошечные долота диаметрами 190,5; 215,9; 269,9; 295,3 мм.

Таблица 3

Типы трехшарошечных долот и их назначение и исполнение

Тип	Геологические условия проходки	Исполнение шарошки
М	Бурение мягких пород	С фрезерованными зубьями
МЗ	Бурение мягких абразивных пород	Со вставными твердосплавными зубками

Тип	Геологические условия проходки	Исполнение шарошки
МС	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
МСЗ	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
С	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Со вставными твердосплавными зубками
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых пород	С фрезерованными зубьями
Т	Бурение твердых пород	С фрезерованными зубьями
ТЗ	Бурение абразивных твердых пород	Со вставными твердосплавными зубками
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких	Со вставными твердосплавными зубками
К	Бурение крепких пород	С фрезерованными зубьями
ОК	Бурение очень крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов шарошечные долота делятся на:

- с центральной промывкой (Ц);
- с боковой гидромониторной промывкой (Г);
- с центральной продувкой (П);
- с боковой продувкой (ПГ).

Долота для высокооборотного бурения (частота оборотов долота более 400 в минуту) изготавливают с опорами на подшипниках качения (В).

Долота для низкооборотного бурения (частота оборотов долота 100–400 в минуту) изготавливают с опорами на подшипниках качения и одном подшипнике скольжения (Н).

Долота для бурения на пониженных частотах (частота оборотов долота не более 100 в минуту) изготавливают с опорами на двух и более подшипниках скольжения и подшипниках качения (А).

Выпускаются долота с открытой опорой и с уплотнительными манжетами и резервуарами для смазки (У).

Большинство трехшарошечных долот выполняются секционными (до 394 мм).

Секционное шарошечное долото (рис. 7) собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку 1, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба. Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап 3. На наружной поверхности лап 3 предусмотрены приливы 12, кромки и ребра жесткости, а также округлые полуцилиндрические приливы (бобышки) 2 под промывочные сопла (насадки) 10.

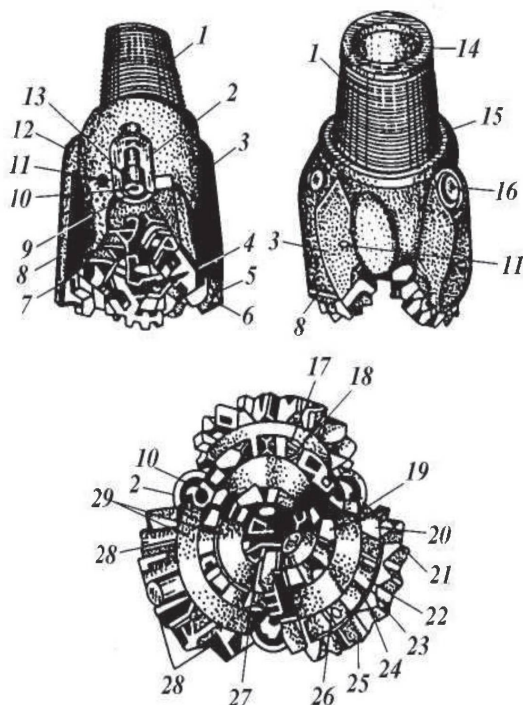


Рис. 7. Конструкция трехшарошечного долота

В СНГ сопла изготавливают обычно из металлокерамического материала. Сопла закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном случае стопорного кольца 9). Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо прилива 2) обеспечивается обычно резиновым уплотнением 13. Козырек 7 лапы обычно защищается антиабразивным покрытием 8, приближенным к торцу 4 шарошки и ее тыльной части 6, называемой часто обратным конусом. На тыльной части 6 шарошки наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью 5, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой 27.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец 21, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует ствол скважины. Средние 20 и привершинные 19 венцы принято называть основными. Часть конуса шарошки, расположенная между двумя венцами, называется межвенцовой расточкой 29.

Стальной выфрезерованный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого, обычно карбидовольфрамового, порошка) – зубком, или штырем 24. Углубление между двумя соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обычно выемкой 22. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезеровкой.

Нижняя часть 17 зуба – основание, а верхняя 18 – вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием «режущая кромка».

Поверхность 25 зуба, обращенную к периферии – к периферийному венцу шарошки, принято называть наружной стороной, а поверхность 26, обращенную к вершине – внутренней стороной зуба. Поверхность 25, обращенная по направлению вращения шарошки,

называется набегающей, или передней гранью, а поверхность 23, направленная в противоположную сторону, – тыльной или задней гранью (стороной). Рабочие поверхности стальных зубьев шарошки и других быстроизнашивающихся элементов долота нередко защищаются наплавляемым антиабразивным покрытием.

На верхнем торце присоединительной головки 1 выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки 1, принято называть внутренней полостью 14 долота, а заплечики 15 – упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

На рис. 7 представлены крышка 16 компенсатора и предохранительный сбрасывающий обратный клапан 11 автономной герметизированной принудительной системы смазки элементов опоры шарошки.

Опора шарошки долота (рис. 8, а) обычно состоит из консольной цапфы 2, составляющей единое целое с лапой 15, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки.

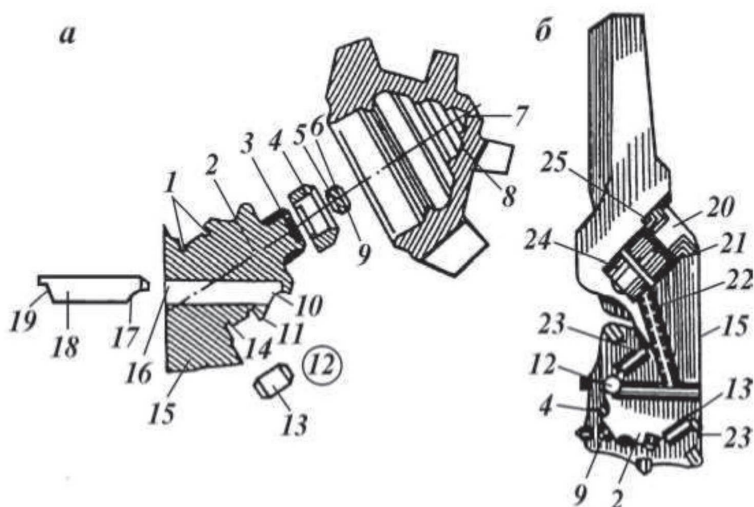


Рис. 8. Внутренние элементы шарошечного долота:

а – элементы опоры шарошки; б – секция долота с герметизированной опорой

Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника 12. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход 16, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем 18. Эта деталь имеет форму штыря и выполняет роль пробки, заходящей в проход 16 и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки 10.

В пальце 18 на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез 17, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки 10 замкового подшипника, а на другом – канавка 19 под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его смещению и выпадению.

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих долот состоит из беговой дорожки 14, роликов 13 и направляющих плоскостей 1. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком 11.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой 4, которая впрессовывается в гнездо 8, высверливаемое в шарошке. Втулку 4 часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) 3 и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник 9 в виде планшайбы с накаткой 6 по боковой поверхности и со шлифованным днищем 5. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо 7, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой 4 или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку 4 и подпятник 9.

Если опора долота герметизирована (см. рис. 8, б), в ее состав чаще всего включают сальниковое уплотнение 23, гибкую диафрагму 21 (являющуюся основной деталью компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) 24, каналы для смазки 22 и крышку или пробку 20 компенсатора 25, перекрывающую полость резервуара 24.

Лопастные долота, в отличие от шарошечных, просты и по конструкции, и по технологии изготовления.

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и нецементированных породах. В таких породах проходки этими долотами за рейс достигают нескольких сот метров. Но при этом в связи с неизбежной для таких больших интервалов глубин перемещаемостью пород (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки скважины перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными долотами.

Фрезерные долота характеризуются более простой конструкцией, чем лопастные. Эти долота могут быть использованы не только для бурения скважины в присутствии металлических и твердосплавных обломков, но и для разбуривания оставшихся на забое шарошек и других металлических предметов, бетонных и иных пробок. Эта функция фрезерных долот привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности – фрезеров.

Основная особенность *алмазных долот* – наличие в них алмазных режущих элементов, т. е. алмазов (природных или синтетических) той или иной величины (крупности). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, именуемой карбонадо (абразивные технические алмазы), или черным алмазом, которые характеризуются меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно. Алмазные долота, разрушающие породы микрорезанием, применяют на больших глубинах (2500-3000 м). Разбуривают этими долотами породы мало- и среднеабразивные, средней твер-

дости и твердые (известняки, аргиллиты, плотные глины, глинистые песчаники, мергели, доломиты, ангидриты, сланцы и т. п.), в которых проходка на шарошечное долото составляет 5-15 м.

Долота ИСМ отличаются от фрезерных, лопастных и алмазных главным образом тем, что их породоразрушающие (рабочие) элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Рабочие элементы (вставки из славутича) крепят к стальному корпусу долота своей посадочной (цилиндрической) частью (хвостовиком) методом пайки. Форму рабочей поверхности вставок, славутича, его содержание (объем в кубических сантиметрах) в инструменте и число вставок выбирают в зависимости от типа долота, т. е. в соответствии с физико-механическими свойствами пород.

Долота ИСМ по сравнению с фрезерными и лопастными обладают более высокой износостойкостью, а по сравнению с долотами, оснащенными природными алмазами, – меньшей стоимостью, лучшей проходимостью по стволу скважины и защитой их породоразрушающих элементов, поэтому они реже выходят из строя при недостаточно тщательной подготовке ствола и забоя перед их спуском в скважину.

Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия (режущие), торцовые (зарезные) и истирающие.

К долотам специального назначения относятся пикообразные и эксцентричные.

Пикообразные долота используют при разбурировании цементных пробок в обсадных колоннах и в открытом стволе, при проработке ствола, не закрепленного обсадной колонной, а также при производстве некоторых работ по ликвидации аварий. Пикообразные долота всегда двухлопастные. У долот этого типа калибрующую часть не армируют твердым сплавом, чтобы не повредить обсадные трубы.

Эксцентричные долота применяют (в настоящее время очень редко) при забурировании нового ствола, для образования интервалов ствола, диаметр которых должен быть больше диаметра остального ствола, и для забивания в стенки скважины металлических предметов, находящихся на забое. Эксцентричные долота изготавливают по типу пикообразного и двухлопастного долота.

Код записи состояния и износа шарошечных долот, принятый в России

1. Износ вооружения (хотя бы одного венца).

Износ вооружения (индекс В) – обозначается цифрами 0, 1, 2, 3, 4 после индекса В. При этом для фрезерованных зубьев этот процент означает среднюю степень износа по высоте, а для твердосплавных зубков – долю выпавших зубков от общего их количества на всех шарошках долота.

В0 – отсутствие износа.

В1 – уменьшение высоты зубьев на 1/4.

В2 – уменьшение высоты зубьев на 1/2.

В3 – уменьшение высоты зубьев на 3/4 (предельное состояние).

В4 – уменьшение высоты зубьев на 4/4 (полный износ – отказ).

При наличии скола фрезерованных зубьев или твердосплавных зубков к характеристике износа вооружения добавляется индекс С. Общее количество (в процентах) сколотых фрезерованных зубьев или твердосплавных зубков записывается в скобках после индекса С.

При закруглении зубьев периферийных венцов к характеристике состояния вооружения шарошек добавляется индекс Р.

При зацеплении зубьев шарошек к характеристике состояния вооружения шарошек добавляется индекс Ц. Например: В2С(15)РЦ.

2. Износ опоры (хотя бы одной шарошки).

Обозначается индексом П и цифрами 0, 1, 2, 3, 4 после него, характеризующими соответственно: отсутствие износа, небольшой, средний, большой (предельный) уровни износа и «отказ» (разрушение) опоры.

П0 – отсутствие износа.

П1 – уровень износа небольшой: «качка» торца шарошки относительно оси цапфы невелика (например, для долот диаметром 139,7–215,9 мм – до 2 мм; диаметром 244,5–295,3 мм – до 3 мм). Тела качения не обнажены, козырьки лап не изношены.

П2 – уровень износа средний: «качка» торца шарошки большая (например, для долот диаметром 139,7–215,9 мм – до 4 мм, диаметром 244,5–295,3 мм – до 5 мм). Тела качения не обнажены, козырьки лап не изношены.

П3 – уровень износа большой (предельное состояние): «качка» торца шарошки значительная (например, для долот диаметром 139,7–215,9 мм – более 5 мм, диаметром 244,5–295,3 мм – более 6 мм),

значительный износ или разрушение части тел качения; имеется опасность их выпадения; «заедание» шарошки при вращении от руки, козырьки лап изношены, нарушена герметизация опор в долотах серий ГНУ и ГАУ.

П4 – «отказ» (разрушение) опор: разрушение и поворот роликов; износ и разрушение шариков, козырьков лап и калибрующей части шарошек с выпадением тел качения; наличие трещин и «лысок» на шарошках, заклинивание шарошек;

При заклинивании шарошек к характеристике износа опор добавляется индекс К, количество заклиненных шарошек указывается в скобках. Например: П2К(1).

3. Если повреждается узел герметизации маслonaполненной опоры (выход из строя уплотнения или его износ и разрушение) к характеристике состояния опор добавляется индекс У, количество поврежденных узлов указывается в скобках. Например: У(2).

4. При повреждении гидромониторного узла (размыв гнезда, выпадение насадок) добавляется индекс Г, количество поврежденных узлов указывается в скобках. Например: Г(3).

5. Аварийный износ.

Аварийным износом считается поломка и оставление на забое части долота. Обозначается индексом А.

АВ – поломка и «оставление» вершин шарошек на забое;

АШ – поломка и «оставление» шарошек на забое;

АС – поломка и «оставление» секций на забое;

АЦ – поломка и «оставление» цапфы с шарошкой на забое.

Количество «оставленных» в скважине лап, шарошек и их вершин указывается римскими цифрами в скобках, например: АВ(І), АШ(ІІ), АЦ(ІІІ).

6. Износ по диаметру.

Уменьшение диаметра долота обозначается индексом Д и выражается в миллиметрах, например: Д6.

Аппаратура и материалы

1. Натурные образцы шарошечных, лопастных, фрезерных долот и шарошечных бурильных головок.
2. Чертежи конструкции долот и его основных элементов.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструкторируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к натурным образцам долот осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Прежде всего, необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для изучения различных типов долот, их назначения, конструкции и области применения.

На примере натуральных образцов рассмотреть места расположения основных узлов и деталей долота.

Затем на примере натуральных образцов шарошечных долот сделать эскиз долота с описанием его основных элементов и узлов и кодировку его износа.

Примеры применения кода для оценки износа долот

Вооружение «сработано» на 10 %, опоры имеют средний износ, «заклинены» две шарошки, диаметр долота сохранился – В1П2К(2)Д0.

Вооружение изношено на 3/4, 50 % зубьев имеют сколы, калибрующие кромки зубьев периферийных венцов закруглены, опоры имеют большой износ, «качка» торца шарошки 10 мм, диаметр долота уменьшился на 7 мм – В3С(50)РПЗД7.

Вооружение «сработано» полностью, опора разрушена, часть тел качения выпала, первая шарошка «оставлена» на забое – В4П4АШ(1).

В скважине оставлены все шарошки – АШ(3).

Примеры записи износа долот с помощью кода

в буровом журнале и суточном рапорте

Ш269,9С–ГНУ № 8639 – В2С(30)РПЗД6Г(2)У(3);

Ш190,5С–ГВ № 1642 – В1П1К(1)АВ(1)Д0;

Ш215,9МЗ–ГАУ № 256 – В2С(10)П1Д0;

Ш215,9ТЗ–ГАУ № 134 – В2ПЗД0.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- сделать вывод о дальнейшей пригодности долота к работе.

Вопросы

1. Классификация породоразрушающего инструмента.
2. Назначение, конструкция и область применения шарошечных, лопастных, фрезерных долот.
3. Код записи состояния и износа шарошечных долот.

5. Выбор рациональных типов шарошечных долот

Цель: научиться правильно, производить выбор рациональных типов шарошечных долот

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: выбирать рациональные типы шарошечных долот

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: выбор рациональных типов шарошечных долот производят для характерных пачек пород, выделенных в исследуемом геологическом разрезе

Теоретическая часть

Для каждой характерной пачки вычисляются средневзвешенные (по мощности) категории твердости и абразивности по формуле:

$$\bar{T} = \sum_1^i T_i \frac{m_i}{\sum_1^i m_i}; \quad \bar{A} = \sum_1^i A_i \frac{m_i}{\sum_1^i m_i}; \quad (5.1)$$

где $\bar{T}$, $\bar{A}$ – средневзвешенные для данной характерной пачки пород величины категорий соответственно твердости и абразивности; T_i , A_i – соответственно категории твердости и абразивности i -й разности пород; m_i – мощность i -й разности пород в характерной пачке, м;

$$\sum_1^i m_i -$$

мощность рассматриваемой характерной пачки пород, м.

В справочной литературе приведены данные по твердости и пределу текучести горных пород в МПа [2].

Для перехода к категориям твердости, предложены формулы [3]

$$T = 0,164 P_{\text{ш}}^{0,479}; \quad T = 0,305 P_0^{0,426}, \quad (5.2)$$

где T – твердость горной породы в категориях; $P_{\text{ш}}$, P_0 – твердость и предел текучести горной породы соответственно, МПа.

Категорию абразивности горной породы при известной категории твердости следует определять по «Обобщенной классификационной шкале абразивности горных пород» из [2], которая приведена в табл. 4.

Таблица 4

**Классификационная таблица соответствия
абразивных свойств горных пород
их геолого-петрографическим характеристикам**

Порода	Содержание кварца или халцедона, %	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
Песчаник			
кварцевый мономинеральный (крупно-, средне-, мелко-, тонкозернистый) и аналогичный алевролит;	95	4–10	9–11
окварцованный сливной	85–95	7–10	10–11
частично окварцованный с протяженными контактами срастания кварцевых зерен	85–95	5–7	9–10
с точечными контактами срастания кварцевых зерен	85–95	4	6
кварцевый с известковистым цементом (25–40 %)	60–75	5–7	7–8
кварцевый и известково-глинистым цементом	60–75	4–5	7
кварцевый с глинистым цементом	60–75	3–5	6–7
кварцевый с сульфатным цементом	60–75		6
полевошпатово-кварцевый и аркозовый крупнозернистый	–	–	10
полевошпатово-кварцевый и аркозовый	–	–	9
средне и мелкозернистый тонкозернистый и аналогичный алевролит	–	–	8
с цементом 15–20 %	–	–	–
с цементом 20–50 %	25	4–6	7–8
полимиктовый	10–15	4–6	7
	5–10	–	6–7

Порода	Содержание кварца или халцедона, %	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
Глина			
мономинеральная	–	1–3	–
алевритистая	10–20	2–3	4–5
песчанистая	10–30	2–4	5
кремнистая	–	5	6
Аргиллит			
слабоалевритистый	5–10	4–5	–
алевритистый и песчанистый	15–20	4–5	6
Аспидный сланец	2–5	–	4
Углистый сланец	2–5	2–3	4
Мергель			
глинистый	–	–	2
карбонатный (50–75%)	–	4–5	2
алевритовый	–	–	4
песчанистый	–	–	5
Известняк			
без примеси твердых абразивных минералов	1	5–6	2–3
глинистый	3	4–6	4
песчанистый (5%)	5	5–6	5
песчанистый (10%)	10	5–6	6
песчанистый (до 20–30%)	20–30	4–6	8–9
алевритовый	15–20	5–6	5
кремнистый (5%)	5	5–6	5
кремнистый (10%)	10	6–7	6
кремнистый (15%)	15	6–7	7
кремнистый (20–30%)	20–30	8	8
Доломит			
без примеси твердых абразивных минералов	2–3	7–8	3–4

Порода	Содержание кварца или халцедона, %	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
песчанистый	—	7–8	6–7
Кремень	75–95	11	11
Опока и трепел	—	1–2	6
Ангидрит без примеси твердых абразивных минералов	—	4–5	1
Гипс			
без примесей	—	2–3	1
опесчаненный	10–15	2–3	4
глинистый	1	2–3	1

Вычисленные величины средневзвешенных категорий твердости и абразивности для рассматриваемой пачки горных пород наносятся на поле «Классификационной таблицы парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот» (КТС) [1], которая приведена на рис. 9.

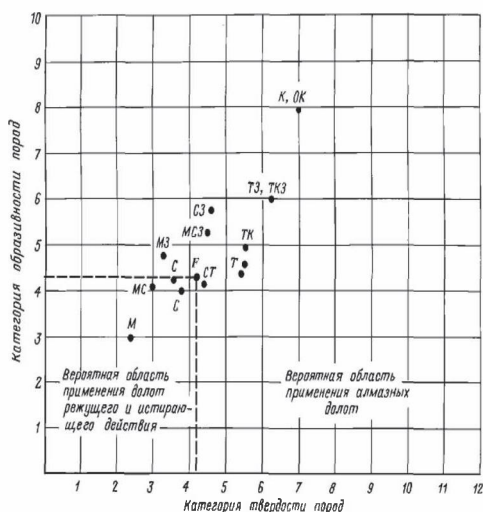


Рис. 9. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

Если нанесенные точки с координатами () занимают промежуточное положение по отношению к двум или нескольким табличным точкам, соответствующим определенным типам долот, то выбор долота (или конкурирующих вариантов) наиболее отвечающего характеристике рассматриваемой пачки пород, производится из условия минимальности расстояния нанесенной расчетной точки до табличных.

Если нанесенная точка оказывается на равном расстоянии от двух или более табличных точек, то конкурирующими вариантами являются типы долот, соответствующие табличным точкам.

Область рационального применения каждого из тринадцати типов долот, выпуск которых предусмотрен ГОСТ20692-75 «Долота шарошечные. Типы и основные размеры», приведены также в табл. 5 [2].

Таблица 5

Область рационального применения долот

Тип долота	Смещение осей паф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7–161,0	165,1–190,5	215,9–244,5	269,9 и более	Класс горных пород, категории твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
М	4–5	7	8	10	Мягкие $T=2,4$; $A=3,9$	Глины плотные известковистые и неистковистые, часто песчаные и слюдистые с прослоями песков, алевролитов и песчаников, рыхлых мергелей, известняков, иногда аргиллитов
МЗ	4–5	7	8	10	Мягкие абразивные $T=3,2$; $A=4,9$	1. Чередование аргиллитов известковистых, местами кремневых, алевролитов, иногда окварцованных, песчаников, глинистых сланцев 2. Переслаивание глин, алевролитов и песчаников с прослоями мергелей и мергелистых известняков. 3. Чередование глин, песков, песчаников с известковисто-глинистым цементом. 4. Известняки с прослоями разнотернистых песчаников, глин и алевролитов
МС	4	5	5–6	7	Мягкие с пропластками средней твердости $T=3,0$; $A=4,0$	Глины, аргиллиты с прослоями песчаников, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов глинистых и известняков.

5. Выбор рациональных типов шарошечных долот

Тип долота	Смещение осей цапф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7–161,0	165,1–190,5	215,9–244,5	269,9 и более	Класс горных пород, категории твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
МСЗ	4	5	5–6	7	Мягкие абразивные с пропластками средней твердости $\bar{T}=4,5$; $\bar{A}=3,2$	1. Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых с алевролитами, песчаниками, встречаются кремни карбонатизированные. 2. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, местами переходящих в мергель с включениями пирита. 3. Известняки, иногда с включением кремня, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже песчаников
С	3	3	4–5	5	Средней твердости $\bar{T}=3,7$; $\bar{A}=4,4$.	1. Переслаивание, чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже аргиллитов, отдельных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. 2. Известняки и доломиты с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий рыхлый. 3. Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков
СЗ	3	3	4–5	5	Абразивные средней твердости $T=4,2$; $A=5,8$	1. Переслаивание глин, с включением гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко до крупнозернистых, аргиллитами, алевролитами, прослои конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты. 2. Известняки, иногда доломитизированные, с прослоями глин, аргиллитов и песчаников
СТ	3	3	4–5	5	Средней твердости с пропластками твердых $\bar{T}=4,5$; $\bar{A}=4,0$	1. Известняки и доломиты неравномерно глинистые, участками окремненные, доломиты часто известковистые. 2. Переслаивание глин алевролитов, песчаников, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей. 3. Соль каменная крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов
Т	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые $\bar{T}=5,6$; $\bar{A}=4,5$	Известняки и доломиты с прослоями глин и включением ангидритов, гипсов и кремня

Тип долота	Смещение осей цапф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7–161,0	165,1–190,5	215,9–244,5	269,9 и более	Класс горных пород, категории твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
ТЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные $T=6,2$; $A=5,9$	1. Известняки, участками окремнелые, доломитизированные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса, прослои глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезитобазальты
ТК	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые с пропластками крепких $T=5,9$; $A=4,9$	1. Известняки и доломиты окремнелые, иногда с прослоями мергелей, горючих сланцев с включениями ангидрита и кремня. 2. Аргиллиты, алевролиты и песчаники кварцевые, с прослоями каменного угля
ТКЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные с пропластками крепких $T=6,2$; $A=6,0$	1. Известняки, участками окремнелые, иногда доломитизированные, трещиноватые и кавернозные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса, прослоями глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезитобазальты
К	0,5	1,0	1,0	1,5	Крепкие $T=7,3$; $A=7,8$	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезитобазальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые
ОК	0,5	1,0	1,0	1,5	Очень крепкие $T=8$; $A=8$	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезитобазальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые

Задания для работы на занятии

Для выделенных в геологическом разрезе характерных пачек пород рассчитать средневзвешенные значения категорий твердости и абразивности и определить необходимый тип шарошечного долота.

Вопросы

1. Сформулируйте понятие «тип» шарошечного долота.
2. Каким классификационным характеристикам горных пород должен соответствовать тип долота?
3. Принципы определения категории абразивности по методике ВНИИБТ.

6. Изучение основных элементов бурильной колонны

Цель: ознакомиться с основными элементами бурильной колонны.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы:

- умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа;
- умение анализировать отечественную и зарубежную научно-техническую информацию по направлению исследований в области нефтегазового дела

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: основным назначением бурильной колонны является обеспечение гидравлической и механической связи работающего на забое долота и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием. Одновременно бурильная колонна служит инструментом для доставки на глубину буровых и колонковых долот, различных исследовательских приборов и устройств, снарядов и аварийно-ликвидационных приспособлений.

Теоретическая часть

Бурильная колонна (БК) является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины и буровым оборудованием, расположенным на поверхности земли.

Назначение БК:

- передача вращения от ротора породоразрушающему инструменту (при роторном бурении);
- передача неподвижному (замкнутому) столу ротора реактивного крутящего момента, который возникает при бурении скважины забойными двигателями;
- создание осевой нагрузки на долото;
- подача промывочного бурового раствора к забою скважины для очистки его от выбуренной породы;
- снабжение забойного гидравлического двигателя рабочим агентом (при бурении забойными двигателями);

- обеспечение подъема керна на дневную поверхность и спуска различных приборов и инструментов в скважину;
- выполнение аварийных работ в скважинах.

Основные элементы БК: ведущие трубы, БТ, бурильные замки, переводники, центраторы БК и утяжелители БТ.

Ведущие бурильные трубы. На верхнем конце бурильной колонны расположена ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне. Ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного (К), иногда шестигранного сечения (Ш).

Ведущая труба также предотвращает реверсивное вращение бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя.

Конструктивно ВБТ выполняются в двух вариантах сборными и цельными. Сборные трубы включают в себя собственно трубу, верхний переводник для соединения ведущей трубы с вертлюгом и нижний переводник для присоединения к БК. Верхний конец трубы имеет левую замковую резьбу, а нижний правую замковую резьбу. Конструкция цельных ведущих труб исключает резьбовые соединения в местах присоединения верхнего и нижнего переводников.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются размерами 65×65 мм, 80×80 мм, 112×112, 140×140 и 155×155 мм.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из стали групп прочности Д и К, переводники – из стали марки 40ХН.

Бурильные трубы с высаженными концами и муфты к ним. Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживаются внутрь или наружу (ГОСТ 631-75). Бурильные трубы соединяются в колонну с помощью замков. На конец трубы навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или ниппельная часть замка. С целью упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют труба ВК и НК соответственно.

Трубы всех типов изготавливаются длиной: 6 и 8 м при условном диаметре труб 60–102 мм; 11,5 м – при условном диаметре труб 114–168 мм с толщиной стенки 7–11 мм. Для изготовления БТ

и соединительных муфт к ним применяется сталь групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р и Т. В поставляемой партии допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % – длиной 6 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты – расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

Примеры условного обозначения:

Труба Н-127х9-Д ГОСТ 631 – 75.

Труба ВК-114х9-Д ГОСТ 631 – 75.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов «труба» или «муфта» ставится буква Л.

Замки для бурильных труб с высаженными концами. Замки для бурильных труб служат для соединения в колонны бурильных труб. Замок состоит из двух деталей – ниппеля с наружной конической замковой резьбой и муфты с внутренней.

Пример условного обозначения замков: с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром 108 мм с правой (ЗН-108) и левой (ЗН-108Л) резьбой. Замки изготавливаются из стали марки 40ХН.

Таблица 6

Типы бурильных замков

Обозначение типов	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Бурильные трубы с приваренными замками. Изготавливаются с 3 типами высаженных концов:

ПВ – с внутренней высадкой;

ПН – с наружной высадкой;

ПК – с комбинированной высадкой.

Наружная поверхность высаженных концов труб перед приваркой должна подвергаться обработке.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекося осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Предусмотрено 3 группы длин.

1. Трубы диаметром до 73 мм включительно длиной 5,9–6,3 м;

2. Трубы всех диаметров длиной 8,0–8,6 м;

3. Трубы всех диаметров длиной 11,9–12,5 м.

Пример условного обозначения: Труба ПВ 114х9 Д 2.

Легкосплавные бурильные трубы. В настоящее время широкое распространение получило бурение с помощью легкосплавных бурильных труб (ЛБТ).

Конструктивно ЛБТ подразделяют по форме сечения трубы на 2 группы:

1) ТБ – с внутренними концевыми утолщениями;

2) ТБП – с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением.

ЛБТ выпускаются длиной 4,5–12 м, с наружным диаметром 54–170 мм и толщиной стенки основного сечения 7,5–17 мм. ЛБТ с протекторным утолщением поставляются длиной 12 м всех диаметров. Отклонения по длине +150 мм, –200 мм.

ЛБТ комплектуются облегченными бурильными замками серии ЗЛ, которые имеют уменьшенный наружный диаметр, увеличенное проходное сечение и укороченную замковую резьбу. За счет этого примерно на 40% снизилась металлоемкость замка и повысились технико-экономические показатели его производства.

ЛБТ изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 методом горячего прессования.

Утяжеленные бурильные трубы. УБТ устанавливают непосредственно над долотом или забойным двигателем и служат для создания заданной осевой нагрузки на долото и обеспечения жесткости и устойчивости нижней части БК.

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 0,8–1,2 м. Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой 3-147). Длина труб 6,0 м.

УБТС-2 изготавливают диаметрами 120, 133, 146, 178, 203 и 229, 154, 273 и 299 мм.

По термообработке УБТ бывают следующих типов:

А – гладкие, без проточек;

Б – с проточками под элеватор и клиновой захват;

Л – с проточкой под элеватор;

Д/1 – квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом;

Е – со спиральными канавками;

ЕН – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват;

ЕЛ – со спиральными канавками и проточкой под элеватор.

УБТ со спиральными канавками применяются при бурении глубоких скважин для снижения вероятности прихвата инструмента за счет уменьшения площади контакта колонны УБТ со стенками скважин. Спиральные канавки нарезаются по всей длине УБТ, за исключением ниппельных и муфтовых концов трубы. УБТ квадратного сечения применяются для стабилизации долота при бурении пород, способствующих искривлению ствола скважины.

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлугу, забойному двигателю, долоту и т. д. Для бурильных колонн изготавливают переводники следующих типов: П – переходные, М – муфтовые, Н – ниппельные.

Калибраторы предназначены для калибровки по диаметру ствола скважины и улучшения работы долота. Устанавливаются непосредственно над долотом.

Центраторы предназначены для центрирования БК в месте их установки.

Расширители предназначены для расширения ствола скважины.

Вопросы

1. Бурильная колонна и ее назначение.
2. Основные элементы бурильной колонны.
3. Типы утяжеленных бурильных труб.

7. Определение плотности, условной вязкости и фильтрации буровых растворов

Цель:

- изучение метода определения плотности промывочной жидкости с помощью ареометра АГ-ЗПП,
- изучение метода определения условной вязкости промывочной жидкости с помощью вискозиметра СПВ-5,
- изучение метода определения фильтрации промывочной жидкости на приборе ВМ-6.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы:

- умение определять плотность промывочной жидкости с помощью ареометра АГ-ЗПП, условную вязкость промывочной жидкости с помощью вискозиметра СПВ-5 и фильтрацию промывочной жидкости на приборе ВМ-6.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: несмотря на накопленный опыт бурения скважин в различных горно-геологических условиях, затраты времени на борьбу с осложнениями при проводке скважин до сих пор значительны. Во многом это связано с усложнением условий бурения, увеличением объёмов бурения пологих и горизонтальных скважин, особенно на выработанных месторождениях

Теоретическая часть

Плотностью промывочной жидкости называется масса единицы объема. Плотность зависит от вещественного состава промывочной жидкости и плотности ее составляющих компонентов.

Замер плотности растворов производится с помощью рычажных весов, ареометров и полуавтоматического плотномера. На промыслах для определения плотности промывочной жидкости чаще используют ареометр АГ-ЗПП, поэтому в данной лабораторной работе рассмотрим определение плотности промывочной жидкости с помощью ареометра АГ-ЗПП.

Прибор для измерения плотности ареометр АГ-ЗПП (рис. 10) состоит из мерного стакана 5, который крепится к поплавку 4 при помощи штифтов. На стержне 3 имеется две шкалы: основная 1, по

которой определяется плотность раствора, и поправочная для определения поправки прибора. Основная шкала делится на две части: левая служит для измерения плотности от 0,8 до 1,7 г/см³, при этом на мерный стакан навинчивается грузик 6; правая служит для измерения плотности от 1,7 до 2,6 г/см³ при снятом грузике. Прибор поставляется в комплекте с ведром для воды 2. Крышка 7 ведерка служит пробоотборником для раствора.

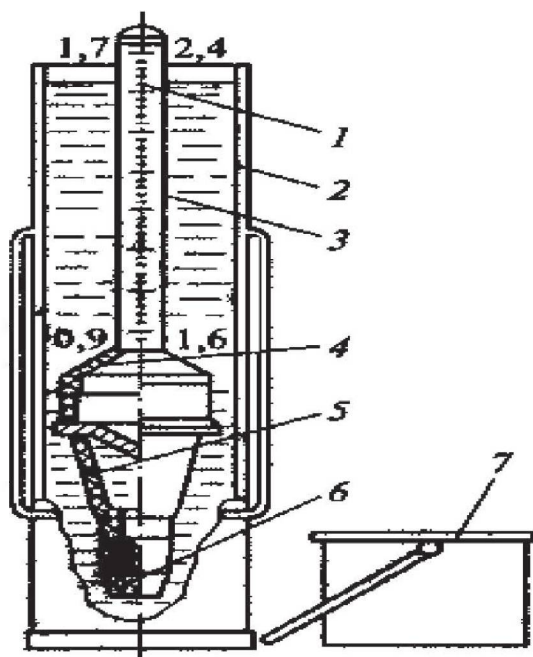


Рис. 10. Ареометр АГ-3ПП

Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, то есть подвижность промывочной жидкости.

Метод определения условной вязкости основан на измерении времени вытекания определенного объема промывочной жидкости через трубку определенного диаметра и длины.

Вискозиметр СПВ-5 (рис. 11) состоит из воронки 1, оканчивающейся трубкой 4. В комплект вискозиметра входят мерная кружка 2 и сетка 3. Кружка разделена внутренней перегородкой на два отделения объемом 200 и 500 см³.

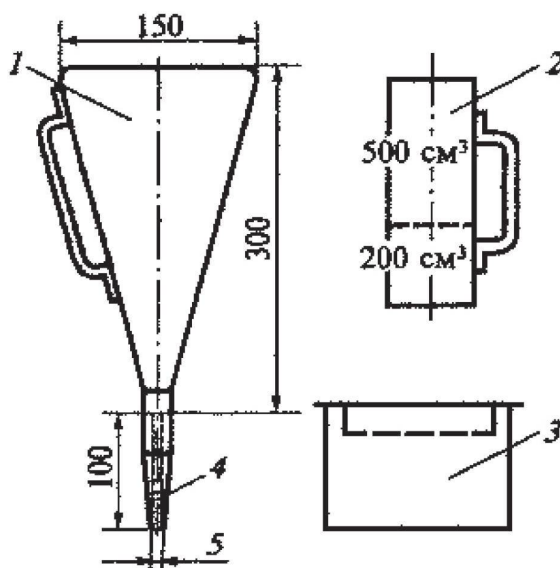


Рис. 11. Вискозиметр СПВ-5

Показатель фильтрации Φ , см³ – величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за определенное время при пропускании промывочной жидкости через бумажный фильтр ограниченной площади. Показатель фильтрации косвенно характеризует способность промывочной жидкости отфильтровываться через стенки ствола скважины.

За показатель фильтрации принимают количество жидкости, отфильтровавшейся из раствора через круглый бумажный фильтр диаметром 7,5 см за 30 минут при перепаде давления 0,1 МПа и комнатной температуре.

Для измерения показателя фильтрации используется прибор ВМ-6 (рис. 12).

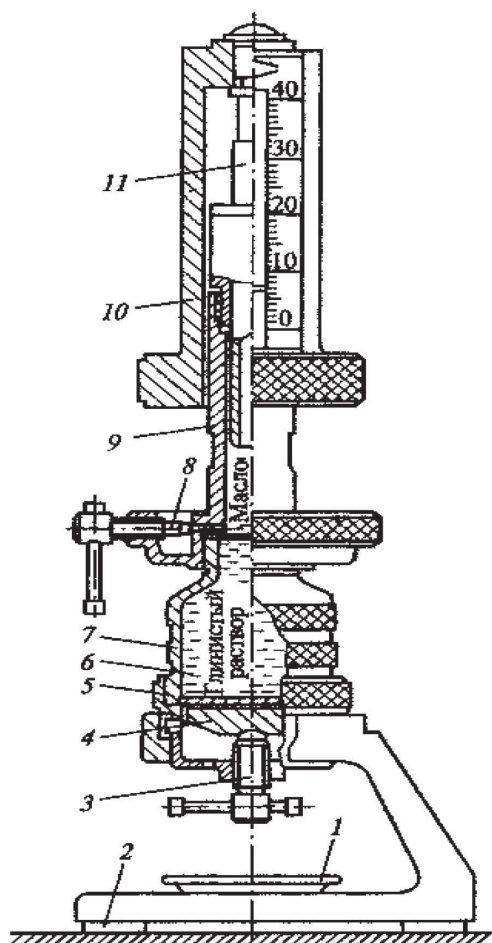


Рис. 12. Прибор ВМ-6

Фильтрационный стакан 7 прибора имеет разборное дно, состоящее из металлической решетки 6, клапана 4 с резиновой прокладкой и поддона 5 с винтом 3, прижимающим клапан к решетке. На фильтрационный стакан навинчен цилиндр 9, в который входит плунжер 11 с грузом-шкалой 10, создающей давление 0,1 МПа. Для установки шкалы прибора на нуль и спуска масла из цилиндра по-

сле определения показателя фильтрации в нижней части цилиндра имеется отверстие, перекрываемое иглой 8. Фильтрат собирается в чашке 1, установленной в нижней части кронштейна 2.

Аппаратура и материалы

1. Ареометр АГ–ЗПП с ведром.
2. Технические весы.
3. Лабораторная мешалка.
4. Воронка СПВ–5 с сеткой.
5. Кружка объемом 200 и 500 см³.
6. Секундомер.
7. Прибор ВМ–6.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Определение плотности бурового раствора. Наливаем в ведро чистую воду, такой же водой заполняем мерный стакан ареометра. Навинчиваем поплавков и погружаем ареометр в ведро. Определяем показания поправки на поправочной шкале.

Готовим промывочную жидкость объемом до 400 мл с применением лабораторной мешалки. Наполняем стакан ареометра промывочной жидкостью, навинчиваем поплавков и вытираем излишки жидкости на стакане. К низу стакана прикрепляем специальный калибровочный груз, опускаем ареометр в ведро с водой и снимаем отсчет по левой части основной шкалы. Если ареометр при надетом грузе погрузится так, что оцифрованное деление окажется ниже уровня воды в ведре, следует снять груз и отсчет брать по правой части основной шкалы.

Плотность раствора равна алгебраической сумме показаний основной и поправочной шкал.

После замера снимают крышку, выливают раствор из стакана и промывают стакан и крышку водой.

Определение условной вязкости бурового раствора. Приготовленную промывочную жидкость кружкой наливают в воронку, закрыв пальцем отверстие. Объем – 200 плюс 500 см³.

Кружку объемом 500 см³ ставят под воронкой. Одновременно включают секундомер и открывают отверстие воронки. После истечения 500 см³ жидкости секундомер останавливают, а отверстие закрывают.

Время истечения 500 см³ промывочной жидкости и будет характеризовать её условную вязкость.

По мере надобности надо производить проверку водного числа вискозиметра. Время истечения 500 см³ чистой пресной воды при температуре $20 \pm 5^\circ\text{C}$ должно быть равным 15 с. Если значение будет больше 15 с, то трубку вискозиметра надо прочистить, если меньше – вискозиметр следует заменить.

Определение фильтрации бурового раствора. Работу с прибором ВМ-6 выполняют в следующем порядке.

1. Вынимают плунжер из цилиндра, свинчивают цилиндр, проверяют, закрыта ли игла. Разбирают стакан: вывинчивают из поддона, вынимают решетку, клапан и вытирают насухо. Берут подготовленный фильтр, смачивают его водой, кладут на решетку и удаляют избыток воды сухим фильтром.
2. Решетку с фильтром кладут в выточку стакана, бумагой внутрь его, таким образом, чтобы паз на решетке попал на штифт в выточке стакана.
3. Накладывают на решетку клапан и навинчивают поддон на стакан. Винт должен быть вывинчен.
4. Вставляют собранный стакан в кронштейн и прочно затягивают руками резьбу, после чего винтом закрывают клапан.
5. Пробу раствора тщательно перемешивают и наливают через горлышко в стакан (заполняя на 3–4 мм ниже края горлышка), резьбу стакана вытирают, на стакан навинчивают цилиндр. Наливают в цилиндр машинное масло (масло должно быть не очень густым, очень густое масло надо разбавить керосином). Масло следует наливать на внутренний край

цилиндра таким образом, чтобы оно стекало по стенкам цилиндра. В противном случае струя может пробить раствор и смешаться с ним: масло не надо доливать до верхнего края втулки на 1 см. Вставляют плунжер в цилиндр.

6. Приоткрывая спускную иглу, подводят нулевое деление на шкале к отсчетной риску. Если при этом нулевое деление опустилось ниже риски, то замечают начало отсчета и вычитают его из конечного показания прибора. Если нулевое деление опускается ниже, чем на 10 делений, то вынимают плунжер, переворачивают его, заливают его полностью маслом, прикрывают отверстие пальцем и вновь вставляют в цилиндр.
7. После этого открывают клапан, вывинтив на 1–2 оборота, и одновременно пускают в ход секундомер. Отмечают скачок плунжера в момент открытия клапана по шкале и в дальнейшем вычитают величину его из окончательного результата.
8. Через 30 минут, сделав отсчет по шкале, открывают спускную иглу, выпускают масло из цилиндра и опускают плунжер с грузом. После этого при открытой игле вынимают плунжер из цилиндра, закрывают иглу, отвинчивают цилиндр со стакана и сливают масло из чашки цилиндра в бачок. Затем разбирают стакан, моют и вытирают все детали.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в таблицу:

Результаты определения плотности

Состав промывочной жидкости	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Фильтрация, см ³ /30 мин.

- делается вывод о соответствии измеренной плотности, условной вязкости и фильтрации заданному значению.

Вопросы

1. Как выполняется работа по определению плотности ареометром?
2. Как выполняется работа по определению условной вязкости промывочной жидкости с помощью вискозиметра СПВ-5?
3. Как выполняется работа по определению фильтрации?

8. Определение реологических характеристик буровых растворов

Цель: изучение метода определения статического напряжения сдвига, структурной вязкости и динамического напряжения сдвига промывочной жидкости.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: методы определения статического напряжения сдвига, структурной вязкости и динамического напряжения сдвига промывочной жидкости.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: при бурении нефтяных и газовых скважин одним из главных и наиболее часто встречающихся видов осложнений является поглощение буровых растворов. Из них наиболее сложными являются катастрофические поглощения с интенсивностью, достигающей значений свыше сотни кубических метров в час.

Теоретическая часть

Промывочные жидкости характеризуются такими структурно-механическими характеристиками, как пластическая вязкость (η), динамическое предельное напряжение сдвига (τ_0) и статическое напряжение сдвига (τ).

Статическое напряжение сдвига – это величина того касательного напряжения, при котором исследуемая жидкость будет выведена из состояния равновесия и начнёт двигаться.

Структурная (пластическая) вязкость – это вязкость полностью разрушенной структуры и представляет собой силу трения, приходящуюся на квадратную единицу поверхности при градиенте скорости, равном единице.

Динамическое напряжение сдвига (ДНС) – это минимальное напряжение, которое надо приложить к раствору, чтобы вывести его из состояния равновесия (считая раствор идеально пластическим телом).

Промывочные жидкости и тампонажные растворы являются структурирующимися. Их реологическая кривая приведена на рис. 13.

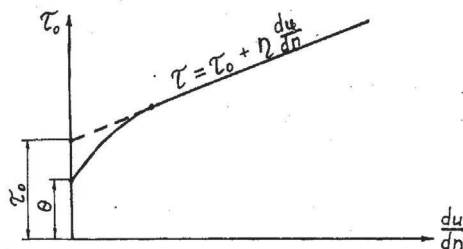


Рис. 13. Кривая зависимость напряжения сдвига от градиента изменения скорости сдвига:

τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига, Па;

θ (τ) – статическое напряжение сдвига, Па; η – пластическая вязкость, Па·с;

du/dn – градиент изменения скорости деформации du на участке dn

Прямолинейный участок этого графика с достаточной степенью достоверности описывается вязкопластической моделью Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{du}{dn}.$$

Отсюда

$$\eta = \frac{\tau - \tau_0}{du / dn}.$$

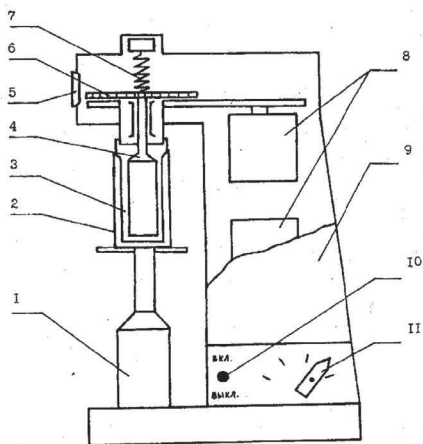


Рис. 14. Ротационный вискозиметр ВСН-3

Статическое напряжение сдвига определяется на приборе СНС-2 (рис. 15) состоит из измерительной части и привода, смонтированных на прямоугольной плите.

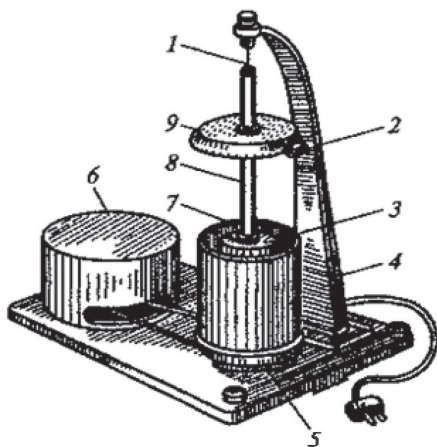


Рис. 15. Прибор СНС-2

- 64 -

Привод вращающегося столика осуществляется от электродвигателя 6 через редуктор и гибкую передачу, частота вращения 0,2 об/мин.

Аппаратура и материалы

1. Прибор СНС-2.
2. Лабораторная мешалка.
3. Секундомер.
4. Ротационный вискозиметр ВСН-3.
5. Мерный цилиндр.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Определение статического напряжения сдвига промывочной жидкости.

1. Пробу раствора сильно взболтать.
2. Взболтанный раствор зачерпнуть меркой объемом 120 см³ и залить в установленный на столике стакан.
3. Погрузить подвесной цилиндр в стакан и подвесить нить на пробу. При этом нужно следить, чтобы уровень раствора в кольцевом зазоре находился точно наравне с верхним краем подвесного цилиндра.
4. Взять в левую руку секундомер, а правой осторожно поворачивать за трубку подвесную систему влево и вправо по 3 раза на угол 40 – 50°, перемешивая раствор. После окончания перемешивания раствора установить «0» шкалы против риски на стрелке и одновременно включить секундомер. Подвесной цилиндр должен быть в центре стакана.
5. По истечении одной минуты включить нажатием тумблера электромотор и наблюдать за движением шкалы. Когда подвесной цилиндр остановится, записать угол его поворота.

6. Вновь перемешать раствор, поворачивая влево и вправо трубку три раза на угол 40–50° и осторожно повернуть подвесную систему и вернуть «0» шкалы к риску на стрелке. Включить секундомер.
7. По истечении 10 минут по секундомеру произвести вторичное измерение для определения тиксотропии раствора. Тиксотропные свойства растворов принято оценивать по коэффициенту тиксотропии: $K = \theta_1/\theta_{10}$.
8. Полученные в результате измерения показатели в градусах пересчитывают в паскали путем умножения на соответствующий данной нити коэффициент закручивания A , приведенный в паспорте, прилагаемом к каждому прибору:

$$\theta = A \cdot \varphi.$$

Определение структурной вязкости и динамического напряжения сдвига промывочной жидкости.

1. Заполняют стакан исследуемым глинистым раствором до риски и устанавливают его на телескопический столик.
2. Поднимают столик, устанавливают переключателем частоту вращения на 600 об/мин и включают прибор.
3. Снимают устойчивые показатели углов закручивания пружины прибора по шкале при частотах вращения 600, 400, 300, 200 и 0,2 об/мин.

За устойчивые показания углов закручивания принимают углы, величины которых при вращении в течение 1–2 минут не изменяются.

4. Составляют таблицу опытных данных и строят график зависимости.

Запись опытных данных

Число оборотов, об/мин	600	400	300	200	0,2
Показания прибора, φ					

5. Определяют искомые величины:

$$\eta = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{n_2 - n_1} \cdot A \text{ — пластическая вязкость, Па·с;}$$

предельное динамическое напряжение сдвига:

$$\tau_0 = \frac{0,1 \cdot A}{B} \left[\varphi_2 - \frac{n_2}{n_2 - n_1} \cdot (\varphi_2 - \varphi_1) \right], \text{ Па,}$$

где A и B – константы прибора, приводятся в паспорте ротационного вискозиметра; φ_2 – угол поворота шкалы, измеренный при высокой скорости вращения; φ_1 – угол поворота шкалы, измеренный при меньшей скорости ротора.

Для пружины № 2:

$$A = 303 \frac{\text{МПа} \cdot \text{с} \cdot \text{об} / \text{мин}}{\text{град}},$$

$$B = 100,69 \frac{\text{МПа} \cdot \text{с} \cdot \text{об} / \text{мин}}{\text{град}}.$$

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в таблицу:

Результаты определения реологических характеристик

Реологические характеристики	η , Па·с	τ_0 , Па	τ , Па
Значения параметров			

- делается вывод о соответствии полученных реологических показателей промысловой жидкости проектным значениям.

Вопросы

1. Что относится к реологическим характеристикам бурового раствора?
2. Как выполняется работа по определению СНС?
3. Как выполняется работа по определению структурной вязкости и ДНС?

9. Определение толщины фильтрационной корки промывочной жидкости, показателя стабильности промывочной жидкости и содержания песка в промывочной жидкости

Цель:

- изучение метода определения толщины фильтрационной корки промывочной жидкости,
- изучение метода определения стабильности промывочной жидкости,
- изучение метода определения содержания песка в промывочной жидкости.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы:

- знание методов определения толщины корки, принципов определения толщина корки по прибору Вика, методов определения стабильности промывочной жидкости, характеристик эффективности очистной системы,
- умение измерять содержания песка в растворе, определять содержания песка.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: бурение современных протяженных скважин сложного профиля, разрезы которых в основном представлены терригенными отложениями неустойчивых горных пород, сопровождается тяжелыми авариями, вызванными прихватами бурильных колонн, инструментов, геофизических приборов. Поэтому поддержание устойчивости стенок скважины является одной из основных задач, которые приходится решать при бурении нефтяных скважин. Важной целью инженера по бурению должно быть поддержание устойчивости ствола скважины, так как ствол номинального диаметра можно очищать буровым раствором низкой вязкости, при использовании которого скорость механического бурения бывает высокой, а осложнения минимальными. Повышение в промывочной жидкости песка отрицательно сказывается на износе бурильного инструмента и бурового оборудования. Количество осадка определяют в растворе, выходящем из скважины в начале желобной си-

стемы и из приемного мерника, т. е. в растворе, поступающем в скважину. Разница процентного содержания песка в этих пробах характеризует эффективность очистной системы. Поэтому в процессе бурения обязателен контроль над содержанием в растворе песка, и при его повышении необходимо принимать меры для улучшения очистки раствора.

Теоретическая часть

Толщину фильтрационной корки определяют через определённое время фильтрации промывочной жидкости через бумажный фильтр.

Толщина корки измеряется двумя методами. Вынутый из прибора для определения водоотдачи фильтр с коркой глины помещают на стеклянную пластинку, и толщину корки замеряют с помощью линейки. Этим методом пользуются в полевых условиях.

В условиях стационарной лаборатории промывочных жидкостей для определения толщины корки пользуются прибором Вика (рис. 16).

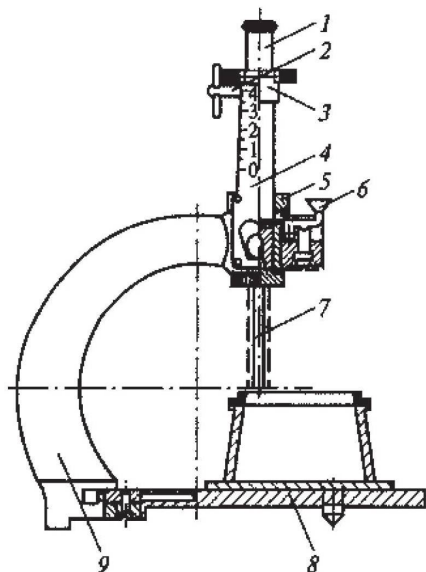


Рис. 16. Прибор Вика

Прибор Вика состоит из цилиндрического стержня 1, свободно перемещающегося во втулке 5 и укрепленного на станине 9. Ось стержня перпендикулярна к плите 8 станины. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит пружинная защелка 6. На стержне укреплен указатель 3, а на станине – шкала 4 с делениями 0–40 мм. Положение указателя на стержне регулируется стяжным винтом 2. В нижней части стержня ввинчен на резьбе наконечник-пестик Тетмайера 7 диаметром 10 мм.

Аппаратура и материалы

1. Прибор Вика.
2. Фильтр с коркой глины.
3. Стеклопластиковая пластинка для фильтра.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Стеклопластиковую пластинку с помещенным на ней фильтром с коркой глины кладут на плиту. Перед тем как произвести замер указатель прибора устанавливают на нуль и затем, придерживая стержень рукой, измеряют толщину корки в шести точках во взаимно перпендикулярных направлениях. По полученным шести замерам определяют среднюю толщину корки.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в таблицу:

Результаты определения условной вязкости

№ замера	1	2	3	4	5	6
Толщина корки, мм						

— делается вывод о средней толщине корки.

Определение показателя стабильности промывочной жидкости. Показатель стабильности S_0 , г/см³ — величина, определяемая разностью плотностей нижней и верхней частей отстоявшейся в течение определенного времени промывочной жидкости. Этот показатель косвенно характеризует способность промывочной жидкости сохранять свою плотность во времени.

Стабильность определяют двумя методами. В первом случае находят количество отделившейся от глинистого раствора воды в мерном цилиндре емкостью 100 см³ через 24 ч. Этот метод в практике называют суточным отстоем. Во втором случае стабильность определяется по разности плотностей глинистого раствора, залитого в верхнюю и нижнюю половины специального цилиндра емкостью 500 см³ (рис. 17).

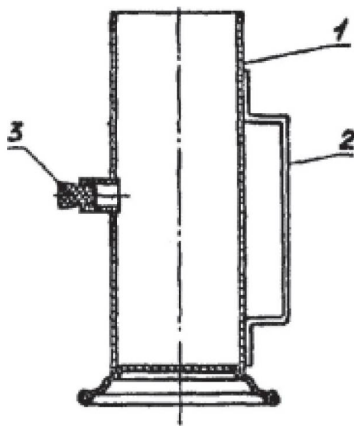


Рис. 17. Цилиндр стабильности ЦС-2

Он состоит из цилиндра 1, ручки 2 и резиновой пробки 3.

Аппаратура и материалы

1. Цилиндр стабильности ЦС-2.
2. Лабораторная мешалка.
3. Ареометр.
4. Мерный цилиндр.
5. Весы технические.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Приготовить промывочную жидкость. Влить пробу в цилиндр до края (720 см³). Установить заполненный цилиндр в спокойном месте, отменив по часам время, и оставить его в покое на сутки. Через 24 часа открыть пробку (сбоку), слить верхнюю часть пробы раствора вместе с отстоявшейся водой в кружку.

Тщательно перемешать слитый раствор и определить его плотность. Закрывать отвод пробкой, тщательно перемешать оставшуюся в цилиндре нижнюю половину промывочной жидкости и определить ее плотность. Вымыть цилиндр и вытереть его насухо.

Показатель стабильности определяют по разности плотностей нижней и верхней половины раствора

$$S_0 = \rho_n - \rho_g \text{ [г/см}^3\text{]},$$

где ρ_n и ρ_g – плотность соответственно нижней и верхней частей раствора.

Стабильным считается тот раствор, у которого эта разница не превосходит 0,02; для утяжеленных растворов эта разница должна быть не выше 0,06.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в отчет;
- делается вывод о стабильности раствора.

Определение содержания песка в промывочной жидкости. Для измерения содержания песка в растворе используют отстойники двух видов: металлический ОМ-2 (рис.18) или стеклянный (мензурка Лысенко).

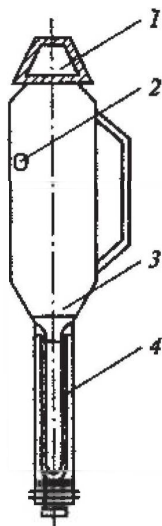


Рис. 18. Отстойник металлический ОМ-2

ОМ-2 представляет собой цилиндрический сосуд 3, оканчивающийся внизу трубкой, внутри которой помещена градуированная сменная пробирка 4 объемом 10 мл с ценой деления 0,1мл. В верхней части отстойника на уровне, соответствующем объему 500 мл,

имеется отверстие для слива воды 2. На горловину сосуда надевается крышка 1, которая служит для отмеривания раствора (при заполнении до краев, объем составляет 50 мл).

Аппаратура и материалы

1. Отстойник металлический ОМ-2.
2. Градуированная пробирка.
3. Лабораторная мешалка.
4. Секундомер.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Отстойник заполняется пресной водой примерно наполовину, туда же наливается 50 мл бурового раствора, отмеренного крышкой. Остаток раствора смывается с крышки небольшими порциями воды в отстойник, который следует держать в вертикальном положении. Прибор заполняется водой до тех пор, пока излишек ее начнет вытекать из отверстия. После этого отстойник плотно закрывают крышкой и, повернув в горизонтальное положение, взбалтывают в течение 50 с, при этом отверстие должно быть закрыто. По окончании взбалтывания отстойник быстро ставят в вертикальное положение и оставляют в покое на 1 мин, после чего измеряют объем осадка в пробирке прибора.

Общее содержание песка

$$C_n = 2V_0,$$

где 2 – коэффициент для выражения результата, %; V_0 – объем осадка, мл.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;

- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в отчет;
- делается вывод о содержании песка в растворе.

Вопросы

1. Чем характеризуется эффективность очистной системы?
2. Чем измеряют содержание песка в растворе?
3. Как определяется содержание песка?
4. Какие методы определения толщины корки существуют?
5. Как определяется толщина корки по прибору Вика?
6. Что называется стабильностью промывочной жидкости?
7. Какие методы определения стабильности существуют?
8. Какой раствор считается стабильным?

10. Регулирование плотности глинистых растворов

Цель: изучение метода регулирования плотности глинистых растворов.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: утяжелители и их характеристика, расход глины, расход утяжеляющей добавки.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: одним из важных направлений повышения качества строительства скважин является использование эффективных составов буровых растворов и технологий их получения с целью предотвращения технологических осложнений и снижения затрат.

Теоретическая часть

Увеличение плотности промывочной жидкости достигается введением порошков – утяжелителей, некоторые из которых приведены в табл. 7.

Таблица 7

Характеристика утяжелителей

Наименование утяжелителя	Химическая формула	Плотность порошка, г/см ³
Барит	BaSO ₄	3,9–4,5
Гематит	Fe ₂ O ₃	до 5,3
Магнетит	FeO·Fe ₂ O ₃	4,1–4,6
Сидерит	FeCO ₃	3,9–4,2
Железистый концентрат	смесь FeO и Fe ₂ O ₃	4,1–4,6
Известняк, мел	CaCO ₃	до 2,8

Для снижения плотности в промывочную жидкость вводят жидкую фазу.

Аппаратура и материалы

1. Лабораторная мешалка.
2. Мерный цилиндр.
3. Весы.
4. Ареометр АГ-ЗПП.
5. Сушильный шкаф.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Готовят глинистый раствор с расходом глины P и условной вязкостью $T=25-30$ с. Измеряют плотность глинистого раствора. Из уравнения [1] находят расход глины:

$$P = \frac{\rho_{\text{гл}} \cdot (\rho_p - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}) \cdot (1 - m)}, \quad (10.1)$$

где: P – расход глины на 1 м³ раствора, $\rho_{\text{гл}}$ – плотность глины, кг/м³ (2500–2900 кг/м³); ρ_p – плотность глинистого раствора, кг/м³; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды; m – влажность глины в долях единицы.

Определяют влажность утяжелителя. Для этого навеску средней пробы 50 г в фарфоровой чашке помещают в сушильный шкаф и сушат при температуре 105–110°C до постоянной массы. Влажность в долях единицы определяют по формуле:

$$n = \frac{M_1 - M_2}{M_1},$$

где M_1 – масса навески до сушки, г; M_2 – масса высушенной навески, г.

Определяют плотность утяжелителя. Плотность утяжелителя определяют с помощью пикнометра.

Взвешивают 10 г высушенного утяжелителя, всыпают его в пикнометр и доливают углеводородной жидкостью до метки (керосин, газоконденсат, дизтопливо и др.). Вакуумируют для удаления пу-

зырьков воздуха, доливают при необходимости жидкость до метки и взвешивают с точностью до 0,01 г. Освобождают пикнометр, промывают его, заполняют до метки такой же жидкостью и взвешивают.

Плотность порошка утяжелителя определяют по формуле:

$$\rho_y = \frac{M \cdot \rho_{ж}}{M + Q_2 - Q_1}, \text{ [г/см}^3\text{]},$$

где: ρ_y и $\rho_{ж}$ – плотность соответственно утяжелителя и углеводородной жидкости; M – масса навески порошка утяжелителя; Q_1 – масса пикнометра с порошком и жидкостью; Q_2 – масса пикнометра с жидкостью.

Расход утяжеляющей добавки на 1 м³ промывочной жидкости рассчитывают по формуле:

$$P_y = \frac{\rho_y \cdot (\rho_2 - \rho_1)}{(\rho_y - \rho_1) \cdot (1 - n + n\rho_y)},$$

где ρ_1 – плотность неутяжеленного глинистого раствора (исходного), кг/м³; ρ_2 – плотность утяжеленного глинистого раствора, кг/м³.

В этой формуле не учитывается разбавление промывочной жидкости водой и жидкими реагентами при утяжелении. Поэтому при подсчете расхода утяжелителя надо требуемую плотность (ρ_2) увеличить на 0,04 г/см³.

В исходный глинистый раствор вводят расчетное количество утяжелителя, перемешивают и определяют плотность утяжеленного глинистого раствора.

При необходимости состав глинистого утяжеленного раствора корректируют.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в таблицу:

Результаты утяжеления раствора

Вид глинистого раствора	Параметры								
	$\rho_{ж}$	m	ρ_y	n	ρ_1	ρ_2	ρ_p	P	P_y
Исходный									
Утяжеленный									

— делается вывод об эффективности утяжеляющей добавки.

Вопросы

1. Для чего служат утяжелители и их характеристика?
2. Как определяется расход глины?
3. Как определяется расход утяжеляющей добавки?

11. Изучение типов и конструкций гидравлических забойных двигателей

Цель: изучение турбобуров различных конструкций, винтовых двигателей и турбовинтовых двигателей.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: в настоящее время отечественными машиностроительными заводами выпускаются гидравлические забойные двигатели четырех видов: турбинные забойные двигатели (турбобуры) различного конструктивного исполнения типов Т и А; редукторные турбинные забойные двигатели типа ТР (турбобуры редукторные); винтовые забойные двигатели типа Д; турбино-винтовые забойные двигатели типа ТВД.

Теоретическая часть

Турбинные забойные двигатели (турбобуры). Отечественной промышленностью освоено производство турбобуров следующих типов.

- **Односекционные:** бесшпиндельные типа Т12; бесшпиндельные унифицированные типа ТУ-К; со вставным шпинделем типа ТВШ; с независимым креплением роторов типа ТНК; для бурения скважин большого диаметра типа ТБД.
- **Секционные:** бесшпиндельные типа ТС; шпиндельные типа ТСШ; шпиндельные унифицированные типов ТСШ1, 2Т-К и 3Т-К; шпиндельные типов ТСША и ТДШ, для бурения алмазными долотами; шпиндельные типа АШ с наклонной линией давления; шпиндельные типа АГТШ со ступенями гидродинамического торможения.
- С плавающими статорами типа ТПС.
- С независимой подвеской валов секций типа ТНБ.
- Термостойкие турбобуры типа ТТА для скважин с температурой до 240°C.

- Редукторные турбобуры типов ТР, ТРМ и ТСМ.
- Малогабаритные турбобуры типов ТГ, ТШ и ТВ1 для бурения и ремонта скважин.
- Турбинные отклонители типа ТО.
- Турбобуры-отклонители с независимой подвеской валов турбинных секций типа ТО2 для бурения боковых стволов из старых скважин.
- Шпиндель-отклонитель типа ШО1.
- Турбодолота колонковые типа КТД для отбора керна.
- Керноотборное устройство типа УКТ.

Турбинные забойные двигатели выпускаются с турбинами:

- металлическими цельнолитыми отливкой в землю;
- металлическими составными точного литья (ТЛ);
- пластмассовыми составными, в которых металлические ступицы и пластмассовые проточные части.

Опоры турбобуров – скольжения (резинометаллические проточные) и качения (шаровые), в том числе проточные и непроточные с уплотнением различной конструкции.

В соответствии с требованиями ГОСТ 26673-85 предусмотрено изготовление турбобуров односекционных, двухсекционных и трехсекционных, шпиндельных и бесшпиндельных, с наружными диаметрами 172, 195 и 240 мм, предназначенных как для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин, так и для комплектования реактивно-турбинных и роторно-турбинных буров типа РТБ.

Турбобуры односекционные бесшпиндельные типа Т12 (Т12МЗЕ-172, Т12МЗБ-195 и Т12МЗБ-240) с наружным диаметром 172, 195 и 240 мм предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения, а также для комплектации роторно-турбинных буров типа РТБ диаметрами от 394 до 640 мм. Они применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий диаметром от 190,5 до 393,7 мм, обеспечивающими технологически обоснованный зазор между корпусом забойного двигателя и стенками скважин.

Турбобуры типа Т12МЗ (рис. 19) изготавливаются в односекционном бесшпиндельном исполнении.

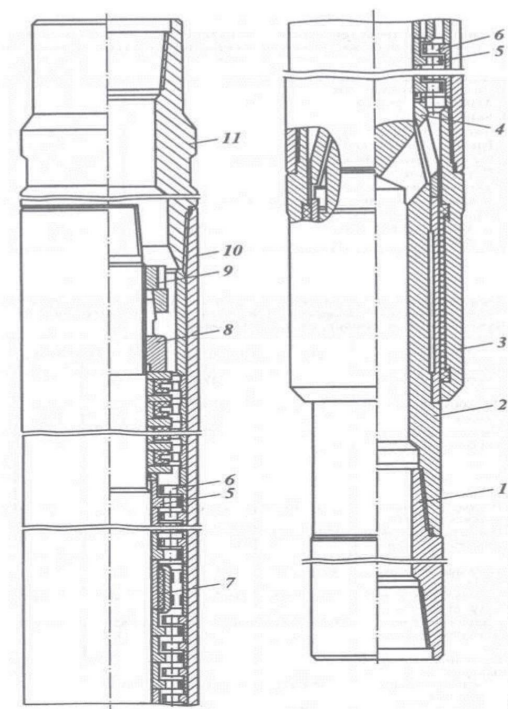


Рис. 19. Турбобур типа Т12МЗБ-240:

- 1 – переводник вала; 2 – вал; 3 – nipple; 4 – упор; 5 – ротор; 6 – статор;
7 – опора средняя; 8 – гайка роторная; 9 – контргайка; 10 – корпус;
11 – переводник верхний

На валу турбинной секции размещается от 104 до 106 ступеней турбины в зависимости от диаметра турбобура. Каждая ступень турбины состоит из ротора и статора, имеющих (у разных типов турбин) различное число лопаток соответствующей осевой высоты. На валу турбобура установлены роторы и вращающиеся детали радиальных опор и резинометаллической пяты. Эти детали на валу зажимаются роторной гайкой. В корпусе турбобура установлены невращающиеся детали: статоры, резино-металлические средние

опоры и подпятники, которые закрепляются ниппелем. Корпус турбобура присоединяется к бурильной колонне с помощью верхнего переходника. Вал турбобура оснащен радиальными опорами, воспринимающими поперечные нагрузки, и осевыми опорами, воспринимающими осевые нагрузки, действующих на вал в процессе эксплуатации. В нижней части вала имеются окна для прохода бурового раствора и к нему снизу через предохранительный переводник присоединяется долото.

Турбобуры односекционные со вставным шпинделем типа ТВШ (ТВШ-172, ТВШ-195 и ТВШ-240) предназначены для комплектации роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров типа РТБ.

Турбобуры типа ТВШ выпускаются с наружным диаметром 240, 195 и 172 мм для комплектации роторно-турбинных буров диаметрами от 394 до 640 мм. Они могут использоваться как самостоятельно – в виде односекционного турбобура, так и в качестве нижней или шпиндельной секции в любом секционном турбобуре соответствующего габарита.

В отличие от серийных турбобуров (например, типа ЗТСШ-240, у которого опора вынесена в отдельную секцию – шпиндель) турбобур типа ТВШ представляет собой единую турбинную и шпиндельную секцию, размещенную в корпусе стандартной длины. При этом число ступеней турбины сокращается всего на 6 %, а общая длина турбобура уменьшается на длину шпиндельной секции.

Турбобуры типа ТНК с независимым креплением роторов предназначены для комплектации реактивно-турбинных и роторно-турбинных буров типа РТБ, применяемых при бурении водопонижающих скважин, вспомогательных и вентиляционных шахтных стволов и скважин другого назначения в сочетании с шарошечными долотами различных типов и серий диаметрами от 215,9 до 750 мм. Отличительной конструктивной особенностью турбобура типа ТНК-240 является замена осевого торцевого сжатия всего пакета роторов на валу с помощью роторной гайки на независимое крепление каждого ротора турбины при помощи эксцентричного крепления составных деталей. В осевом направлении роторы неподвижны. Каждый ротор с помощью индивидуального подшипника закрепляется на соответствующем статоре.

Турбобуры секционные бесшпиндельные типа ТС (ТС4А-104,5; ТС4А-127; ТС5Б-172; ТС5Б-195; ТС5Б-240 и ЗТС5Б-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не выше 120 °С. Секционные турбобуры типа ТС (рис. 20) в виде отдельных секций доставляются на буровую, где осуществляется их сборка непосредственно перед спуском в скважину.

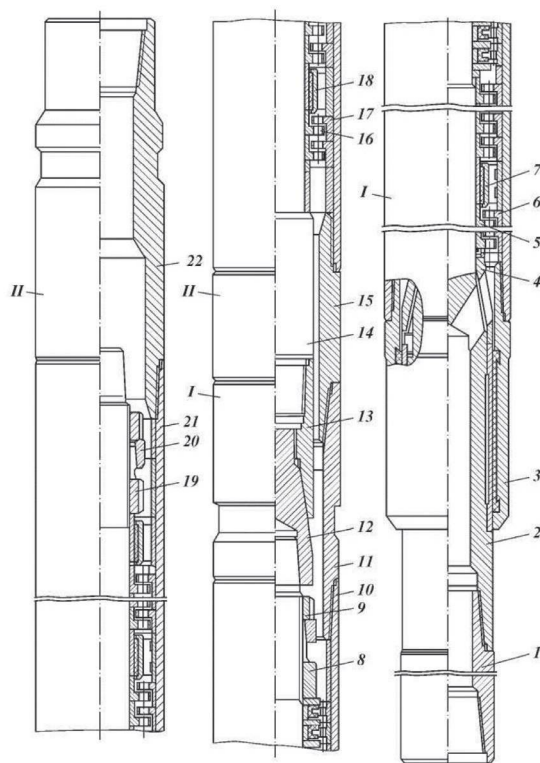


Рис. 20. Турбобур секционный бесшпиндельный типа ТС (ТС5Б-240):
 I – секция нижняя; II – секция верхняя; 1 – переводник вала; 2 – вал; 3 – ниппель;
 4 – упор; 5 – ротор; 6 – статор; 7, 18 – опора средняя; 8 – гайка роторная;
 9 – контргайка; 10 – корпус; 11 – переводник; 12 – полумуфта нижняя;
 13 – полумуфта верхняя; 14 – вал верхней секции; 15 – переводник соединитель-
 ный; 16 – ротор; 17 – статор; 19 – гайка роторная; 20 – колпак; 21 – корпус;
 22 – переводник корпуса

При этом корпуса секций соединяются между собой на замковых резьбах, а их валы – с помощью конусно-шлицевых (или конусно-фрикционных) полумуфт, закрепленных на валу резьбой или гладким конусом (1:10). Конструктивно нижняя секция выполнена таким образом, что позволяет использовать ее в качестве обычного односекционного турбобура.

Верхняя и средние секции этого турбобура отличаются от нижней тем, что в них отсутствует упорный подшипник – пята, который в нижней секции воспринимает гидравлическую нагрузку всех секций и вес вращающихся деталей и конструкций вала. Положение роторов относительно статоров в верхней и средних секциях фиксируется с помощью регулировочных колец турбины, имеющих различную толщину, которые устанавливаются между соединительным переводником и турбиной.

Турбобуры секционные шпиндельные типа ТСШ (ЗТСШ-172, ЗТСШ-195, ЗТСШ-195ТЛ и ЗТСШ-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов при температуре не выше 120 °С. Отличительной особенностью этих турбобуров является то, что осевая опора как быстроизнашивающаяся часть, вынесена в самостоятельный узел – шпиндельную секцию, присоединяемую к нижней (турбинной) секции турбобура. Турбинные секции конструктивно (крепление деталей в корпусе и на валу, соединение корпусов и валов) аналогичны верхним и средним секциям секционных бесшпиндельных турбобуров типа ТС, а в шпиндельной секции размещаются непроточные осевые и радиальные опоры. Такая конструкция шпиндельной секции позволяет заменять ее без разборки турбинных секций турбобура непосредственно на буровой.

Турбобур типа ЗТСШ-195ТЛ оснащен турбинами, изготовленными методом точного литья, что существенно улучшает его энергетическую характеристику.

Турбобуры секционные шпиндельные унифицированные типа ТСШ1 (ЗТСШ1-172, ЗТСШ1-195, ЗТСШ1-195ТЛ и ЗТСШ1-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения (на нефть, газ и другие

полезные ископаемые) с использованием буровых растворов при температуре не более 120 °С. В турбобурах типа ТСШ1 проведена межтиповая унификация, т.е. различные типы турбин, корпуса, валы, опоры, полумуфты и переводники в пределах одного габаритного размера имеют одинаковые посадочные и присоединительные размеры, благодаря чему представляется возможным применять в них турбины и осевые опоры любого типа.

К этому же типу забойных двигателей относятся унифицированные двух- и трехсекционные турбобуры типов 2Т195К и 3Т195К нового поколения с улучшенной энергетической характеристикой, базирующейся на турбине нового типа, обеспечивающей повышение не менее чем на 30 % величины момента силы на выходном валу.

Турбобуры секционные шпиндельные с наклонной линией давления типа АШ (А6Ш, А7Ш, А7Ш2, А9, А9Ш2) предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием утяжеленных буровых растворов при температуре выше 120 °С. Турбобуры типа АШ выпускаются с наружным диаметром от 164 до 240 мм и состоят из двух или трех турбинных и одной шпиндельной секций. Турбины этих турбобуров имеют наклонную к тормозному режиму линию давления. Турбобур с тремя турбинными секциями имеет шифр 3А6Ш.

Отличительная особенность турбобуров типов А6Ш, А7Ш2, А9Ш2 состоит в том, что они выполнены с независимой подвеской вала турбинной секции, т.е. каждая секция имеет свою осевую опору – вал в ней подвешен в верхней части на отдельном многорядном упорно-радиальном подшипнике, комплектуемом из шарикоподшипников. Для протока промывочной жидкости в турбину с обеих сторон подшипника предусмотрены специальные фонари. По всей длине вала расположены ступени турбин и резинометаллические средние опоры.

Турбобуры секционные шпиндельные со ступенями гидродинамического торможения типа АГТШ (А6ГТШ, А7ГТШ и А9ГТШ) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов плотностью до 2200 кг/м³ при температуре выше 110°С.

Турбобуры типа АГТШ выпускаются с наружным диаметром от 164 до 240 мм и состоят из четырех секций: трех идентичных турбинных секций (верхней, средней и нижней) и одной шпиндельной секции. Эти турбобуры снабжены решетками гидродинамического торможения, что обеспечивает их работу с более низкой частотой вращения, чем у турбобуров типа АШ.

Секционный шпиндельный турбобур с плавающими статорами типа ТПС-172 предназначен для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с промывкой буровым раствором при температуре до 90 °С. Турбобур ТПС-172 с наружным диаметром корпуса 172 мм, состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секций.

Турбобур типа ТПС-172 выполнен по новой конструктивной схеме, отличающейся от обычной схемы тем, что система деталей в корпусе турбинной секции не закреплена путем сжатия осевым усилием и имеет возможность осевого перемещения на 100–150 мм вдоль корпуса вместе с валом секции и деталями, закрепленными на нем. Для этого в корпусах турбинных секций по всей длине внутренней поверхности выполнен шпоночный паз глубиной 2,5 мм.

Турбобуры редукторные типа ТР с масломполненными редукторами-вставками предназначены для бурения глубоких вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, сверхглубоких и геотермальных скважин различного назначения, а также для бурения скважин с отбором керна при пониженной частоте вращения и увеличенном моменте на выходном валу забойного двигателя, с использованием буровых растворов различной плотности при высоких температуре (до 300 °С) и давлении (до 250 МПа). В основу конструкции редукторного турбобура положен агрегатный метод соединения машин. Поэтому он состоит из трех основных элементов: секций турбины, редуктора и шпинделя.

Высокая прочность планетарного редуктора позволяет в зависимости от горно-геологических условий бурения компоновать редукторный турбобур одной или несколькими турбинными секциями

различных типов, одним или несколькими редукторами с различным передаточным числом, шпинделем или шпиндель-редуктором. Также к нему можно присоединять керноотборный инструмент для отбора керна или отклонитель для зарезки наклонного участка ствола скважины или корректировки ее направления. Если по условиям бурения применение редуктора не требуется, например, при использовании алмазных долот, то турбобур собирается в обычной комплектации – из турбинных секций и шпинделя.

Применение редукторного турбобура позволяет изменять мощность, момент силы и частоту вращения выходного вала забойного двигателя непосредственно на строящейся скважине путем изменения числа секций турбин, смены или последовательного соединения нескольких редукторов с различными передаточными числами. Этим обеспечиваются оптимальные режимы работы долот всех типов и серий при сниженных расходах бурового раствора.

Винтовые забойные двигатели (ВЗД). Винтовые забойные гидравлические двигатели подразделяются на следующие двигатели: общего назначения; для наклонно направленного и горизонтального бурения; для отбора керна; для ремонта скважин; с разделенным потоком; турбовинтовые.

По принципу действия ВЗД являются объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косоузым зацеплением.

ВЗД эксплуатируются с использованием воды и буровых растворов плотностью (1000 кг/м^3 и менее) до максимальной (2000 кг/м^3), включая азрированные растворы и пены (при бурении и капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше $+100^\circ\text{C}$.

Двигатели общего назначения для бурения выпускаются под шифрами типов Д, Д0, Д1, Д2, Д3, Д4 и Д5.

Односекционные ВЗД типа Д (рис. 21) включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпуса которых соединяются между собой с помощью конической резьбы.

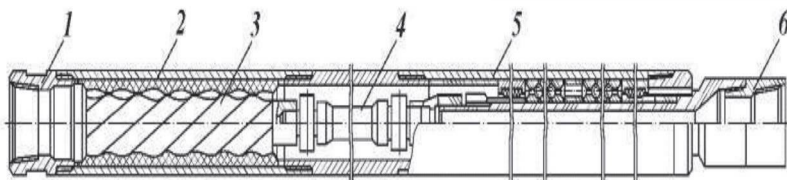


Рис. 21. Винтовой забойный двигатель типа Д:
1, 6 – переводник соединительный; 2 – статор; 3 – ротор; 4 – торсион;
5 – шпindel

Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые ротор и статор. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев. Узел соединения ротора и выходного вала шпинделя, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для преобразования планетарного движения ротора во вращение вала шпинделя и передачи осевой гидравлической силы с ротора на подшипник шпинделя.

Присоединение карданного вала к ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых соединений. Благодаря такой конструкции на выходной вал двигателя передается высокий момент силы при низкой частоте вращения, а также обеспечивается высокая долговечность и надежность работы двигателя, что позволяет эффективно использовать его в сочетании с современными конструкциями высокопроизводительных долот с герметизированными маслonaполненными опорами при сравнительно высоких осевых нагрузках.

Шпиндельная секция ВЗД различных типоразмеров имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору – многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры. На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник для соединения вала с долотом.

Для применения гидромониторных долот с целью снижения утечек бурового раствора в опорном узле двигателя монтируется уплотнение (сальниковое устройство торцевого типа с твердосплавными уплотняющими элементами), обеспечивающее бурение при перепадах давления на долоте до 8–10 МПа. Переливной клапан служит для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством в процессе проведения спуско-подъемных операций в скважине с целью снижения гидродинамического воздействия на разбуриваемые породы при спуске и подъеме бурильной колонны, исключения холостого вращения вала двигателя и потерь бурового раствора при проведении указанных операций.

Секционные винтовые забойные гидравлические двигатели предназначены для бурения вертикальных (ДС) и наклонно направленных (ДГ) скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не выше 100 °С.

Секционный забойный двигатель собирается в промышленных условиях из двух или трех двигательных секций, состоящих из винтовых пар серийных двигателей и одной шпиндельной секции с шаровой или резинометаллической опорой.

Винтовые забойные двигатели с разделенным потоком предназначены для бурения вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин различного назначения с промывкой буровым раствором на водной основе плотностью до 1300 кг/м³ в условиях температуры до 100 °С.

Отличительной особенностью этих двигателей является то, что в них соединение полого ротора с валом шпинделя осуществляется через торсион, размещенный внутри ротора. Ротор изготавливается из трубной заготовки методом фрезерования или еще более перспективным методом штамповки из тонкостенной трубы.

Уменьшение массы ротора и применение торсиона, размещенного в роторе, позволили уменьшить длину и массу двигателей на 10–15 %, а также существенно (в 3–4 раза) увеличить стойкость узла соединения ротора с валом шпинделя. Кроме того, такая конструкция двигателя позволяет улучшить энергетическую характеристику двигателя, повысить его КПД и в 2–4 раза снизить уровень вибраций двигателя.

За счет унификации присоединительных элементов рабочих органов и торсиона эти двигатели могут быть секционированы, что позволяет повысить момент силы на валу и мощность, а также значительно увеличить срок службы рабочих органов. В двигателях применяется простой и надежный переливной клапан манжетного типа.

Винтовые забойные двигатели типа ДГ предназначены для бурения горизонтальных скважин, в том числе с малым радиусом искривления. В отличие от других ВЗД двигатель имеет укороченный шпиндель, оснащен опорно-центрирующими элементами и корпусными шарнирами, обеспечивающими эффективную проводку горизонтальных скважин по заданной проектом траектории. Кроме этого, созданы ВЗД типов ДР и ДГР, предназначенные для капитального ремонта скважин, отличающиеся от других типов наличием искривленного переводника с регулируемым углом перекоса.

Турбинно-винтовые забойные двигатели (ТВЗД). Модульные турбинно-винтовые двигатели типа ТВД являются новой концепцией привода породоразрушающего инструмента. Двигатели типа ТВД предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения. Они могут выполнять также функции забойного привода керноотборных устройств при бурении с отбором керна и двигателя-отклонителя (при замене обычного шпинделя на шпиндель-отклонитель).

Эти двигатели выпускаются с наружным диаметром 195 и 240 мм и применяются при бурении скважин в сочетании с шарошечными (всех типов и серий), лопастными и алмазными, в том числе армированными алмазно-твердосплавными пластинами типа АТП, долотами и бурильными головками соответствующих диаметров.

Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД представляет собой универсальный забойный двигатель, содержащий три основных узла: одну, две или три турбинных секции, один винтовой модуль и шпиндель с осевой опорой (при необходимости – шпиндель-отклонитель).

По сравнению с известными в практике бурения турбобурами и винтовыми забойными двигателями турбинно-винтовой забойный двигатель типа ТВД обладает рядом принципиально важных достоинств. Он органично сочетает стабильность во времени энергетической характеристики, свойственную турбинному приводу, а также высокое соотношение параметров M/p и высокую жесткость линии моментов, свойственную объемным гидромашинам.

Этот двигатель избавлен от недостатков турбобура (относительно низкий момент силы на валу и «мягкость» линии моментов) и от недостатков винтового забойного двигателя (низкий срок службы винтовой пары и отрицательное воздействие на долото поперечных колебаний, генерируемых близко расположенной к нему винтовой рабочей парой).

Высокая надежность двигателя обеспечена применением в его конструкции ряда оригинальных технических решений, обеспечивающих высокие эксплуатационные показатели. К этим решениям относятся: узлы соединения торсиона с винтовым ротором и валом турбинной секции; система, устраняющая негативное влияние силы, вызванной вращением неуравновешенной массы торсиона и винтового ротора, а также перекашивающего момента, действующего на последний.

Условиями, ограничивающими применение двигателей типа ТВД, являются температура бурового раствора более 120 °С; плотность бурового раствора более 1700 кг/м³; содержание в буровом растворе углеводородных соединений более 5 %.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного понимания назначения и конструкции гидравлических забойных двигателей.

Изучить конструкции турбобуров, винтовых забойных двигателей и турбинно-винтовых забойных двигателей на примере натуральных образцов и чертежей.

После закрепления теоретического материала студент в своем отчете выполняет эскизы турбобура и винтового забойного двигателя с указанием основных элементов конструкции.

Вопросы

1. Типы турбобуров, их основная характеристика и конструктивные особенности.
2. Винтовые забойные двигатели, типы, характеристика, область применения.
3. Турбинно-винтовые забойные двигатели, преимущества и недостатки.

12. Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок

Цель: изучение назначения и конструкции элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: в практике бурения для борьбы и предотвращения искривления скважин используются компоновки двух типов: маятниковые и жесткие компоновки.

Теоретическая часть

Маятниковыми компоновками, или компоновками, работающими по принципу отвеса, называют такие компоновки, в которых для управления поведением наклонного ствола скважины используются силы собственного веса, отрезка колонны от долота до точки касания УБТ со стенками скважины или до центратора. Место установки центрирующего элемента определяется расчетом из условия минимума угла наклона силы, действующей на долото относительно вертикали. Маятниковые компоновки целесообразно использовать при бурении неустойчивых мягких и средней твердости горных пород в интервалах с высокой способностью к искривлению ствола скважины.

Основная цель использования жесткой компоновки – получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при данном режиме бурения без ограничения осевой нагрузки на долото. Это достигается не только применением в составе компоновки УБТ максимально возможного наружного диаметра, но также рациональным размещением центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение.

Использование жестких компоновок целесообразно при бурении в устойчивых горных породах в интервалах, способствующих интенсивному искривлению ствола (большие углы паления пластов).

Жесткие компоновки включают долото, полноразмерный наддолотный калибратор, УБТ, центраторы. Место установки центрирующих элементов определяется условием минимума угла наклона долота относительно оси скважины.

Назначение отклоняющих устройств – создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины с целью искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа буровых колонн. При этом они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин с забойными двигателями в качестве отклоняющих устройств применяют турбинные отклонители, отклонители на базе винтовых забойных двигателей, механизмы искривления МИ (в электробурении), отклонители с накладкой, забойные двигатели с эксцентричным ниппелем и другим элементом на ниппеле. В роторном бурении – отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и т. п.

При безориентированном бурении забойными двигателями и роторным способом для управляемого изменения зенитного угла при постоянстве азимута скважины в качестве отклоняющего устройства используются прямолинейные компоновки нижней части буровой колонны (КНБК) с центраторами (стабилизаторами) и калибраторами с параметрами, обеспечивающими заданное изменение зенитного угла ствола скважины на интервале бурения с КНБК.

Кривой (искривленный) переводник (рис. 22) – обязательный элемент отклонения при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Для упругих отклонителей он представляет собой патрубок из УБТ той же длины, что и обычный переводник, с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом 1–4° нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8–24 м крепят непосредственно к турбобуру или винтовому забойному двигателю (ВЗД).

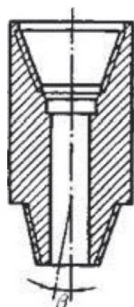


Рис. 22. Кривой переводник

При работе с кривым переводником увеличивается возможность упругой деформации турбобуров, что ухудшает их энергетические параметры, снижает возможную интенсивность искривления ствола и в определенных условиях может привести к потере отклоняющей способности компоновки. Поэтому кривые переводники не рекомендуется применять с турбобурами увеличенных длин и с большими углами перекоса осей резьб. Их обычно применяют в сочетании с односекционным, укороченным или короткими турбобурами.

Кривой переводник в сочетании с односекционным турбобуром позволяет осуществить набор зенитного угла до $40-45^\circ$, в сочетании с укороченным турбобуром – до $50-55^\circ$, а в сочетании с коротким турбобуром – до 90° и выше. При этом интенсивность искривления ствола достигает соответственно $1-2$, $4-5$ и $5-6^\circ$ на 10 м.

Кривой отклонитель Р-1 с двумя перекосами присоединительных резьб (рис. 23) представляет собой отрезок УБТ, оси присоединительных резьб которой имеют перекося в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси.

Угол, образованный осью трубы и осью нижней присоединительной резьбы, принимается равным $2-3^\circ$, а угол, образованный осью трубы и осью верхней присоединительной резьбы, – $2-2,5^\circ$.

Этот отклонитель используется в составе маятниковых компоновок и имеет длину в пределах $4-8$ м.

Переводник Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

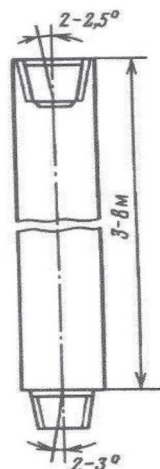


Рис. 23. Отклонитель Р-1

Отклонитель с накладкой (рис. 24) представляет собой сочетание кривого переводника и турбобура (или ВЗД) с накладкой. Его применяют для достижения значительных зенитных углов при помощи односекционных турбобуров.

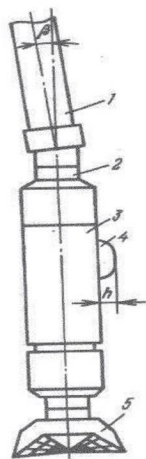


Рис. 24. Отклоняющее устройство с накладкой:
1 – буровые трубы; 2 – кривой переводник; 3 – турбобур;
4 – накладка; 5 – долото

Накладку крепят к турбобуру примерно в середине системы долото-турбобур или несколько ниже, над турбобуром устанавливают кривой переводник и обычные бурильные трубы.

Отклонитель с накладкой рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо устанавливать трубы малой жесткости (например, немагнитные или обычные бурильные трубы), так как применение отклонителей других типов снижает интенсивность искривления ствола, а иногда не позволяет увеличить зенитный угол ствола выше 20–25°.

Турбинные отклонители (рис. 25) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов – через специальный шарнир.

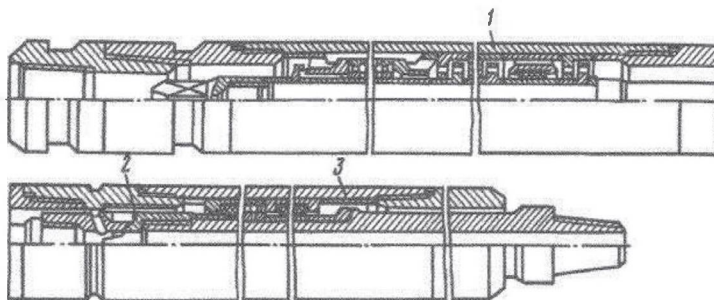


Рис. 25. Турбинный отклонитель Т02:

1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпиндельная секция

На конусную часть (конусность 1:10) вала отклонителя установлен специальный шарнир. Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию серийного турбобура соответствующего диаметра. Угол искривления кривого переводника 1,5°. Преимущество этих отклонителей – малое расстояние от долота до точки перегиба, что снижает деформацию этого участка и повышает отклоняющую способность отклонителей. Возможность применения этих отклонителей в секционном исполнении позволяет искусственно искривлять ствол при повышенных вращающем моменте и мощности на валу турбобура, а при сокращении расхода бурового раствора – также и при заниженных частотах вращения

долота. Все это улучшает показатели работы долот и повышает эффективность искусственного искривления ствола на больших глубинах. Недостаток турбинных отклонителей – малая стойкость узла искривления соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель (рис. 26) представляет собой металлическую опору, приваренную к ниппелю турбобура. Металлическая опора может быть облицована резиной. Для обеспечения лучшей проходимости турбобура с эксцентричным ниппелем и долотом по стволу скважины нижний и верхний концы опоры скошены.

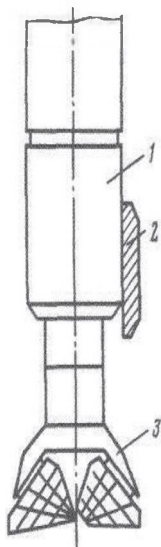


Рис. 26. Эксцентричный ниппель:
1 – турбобур; 2 – накладка; 3 – долото

Толщина эксцентричного ниппеля может превышать разность радиусов долота и турбобура на 15 мм. Нормальная составляющая веса верхней части турбобура создает момент, под действием которого долото прижимается к верхней стенке ствола и фрезерует его. Вследствие этого с ростом зенитного угла эффективность работы эксцентричного ниппеля по искривлению ствола возрастает. Тур-

бобур с эксцентричным ниппелем рекомендуется применять для набора зенитного угла в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель (рис. 27) представляет собой специальную с резиновой рессорой накладку, являющуюся сменной деталью, легко заменяемой при износе.

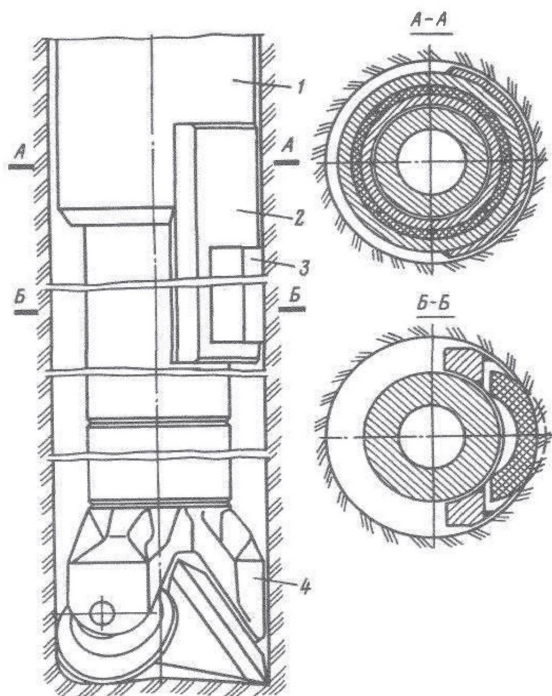


Рис. 27. Упругий отклонитель:

1 – турбобур; 2 – отклонитель; 3 – резиновая рессора; 4 – долото

Металлическую накладку приваривают к ниппелю турбобура. Изменяя толщину резиновой рессоры, регулируют интенсивность искривления ствола. Упругий отклонитель можно применять во всех случаях бурения наклонно направленных скважин, в том числе в породах, где возможны заклинивание и прихват бурильного инструмента и эксцентричный ниппель не может быть использован.

Механизм искривления МИ – отклонитель для бурения наклонно направленных скважин электробуром. В механизме искривления валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Отклоняющие приспособления в роторном бурении используются только в начальный момент для придания стволу скважины требуемого направления. Они (рис. 28) представляют собой клиновидные устройства с наклонным направлением для долота. Сечение у них V-образное или полукруглое с приспособлениями для крепления в открытом или обсаженном стволе. Отклонители выполняются несъемными остающимися в скважине, и съемными, извлекаемыми из скважины после забуривания наклонного ствола протяженностью около 15 м в требуемом направлении.

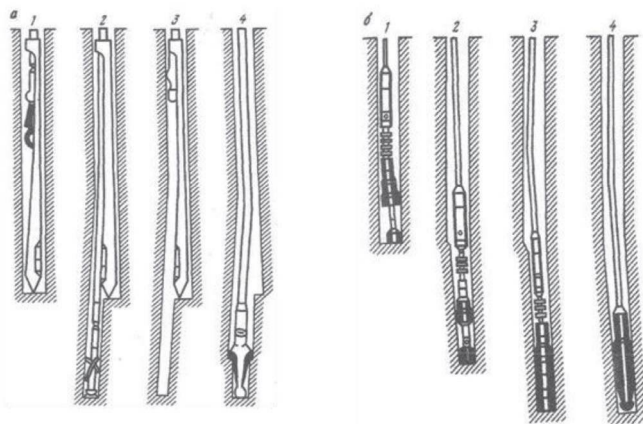


Рис. 28. Типы отклоняющих приспособлений в роторном бурении:
 а) работа с отклоняющим клином: 1 – установка клина; 2 – забуривание ствола;
 3 – извлечение клина; 4 – расширение ствола; б) работа с шарнирным
 отклонителем: 1 – установка отклонителя; 2, 3 – забуривание ствола;
 4 – расширение ствола

Несъемные отклонители (уипстоки) длиной 2,5–4,5 м и диаметром, равным диаметру скважины, применяют в обсаженных скважинах. Уипстоки сверху имеют раструб для направления долота и приспособления для крепления в скважине.

Съемные отклонители в верхней части имеют муфту диаметром, равным диаметру нижней части долота, а в нижней части – остроконечный выступ, врезающийся в породу на забое и препятствующий вращению отклонителя. Отклонитель поднимают из скважины при помощи муфты.

Калибратор – калибрующее и опорно-центрирующее устройство, предназначенное для расширения и калибрования ствола скважины по диаметру долота, центрирования и снижения радиальной вибрации долота и вала забойного двигателя, улучшения условий их работы, а также управления параметрами искривления ствола скважины. Его устанавливают непосредственно над долотом, а при роторном бурении можно устанавливать и между секциями УБТ (рис. 29).

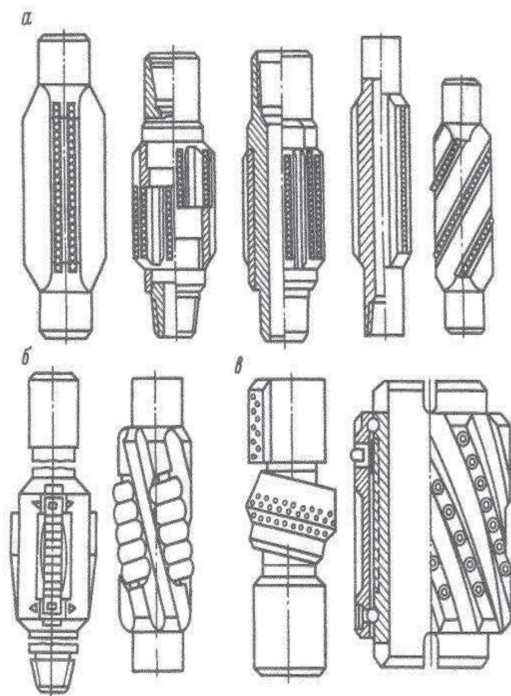


Рис. 29. Калибраторы: а – лопастные; б – шарошечные;
в – на шаровой опоре (РОП и ЦРП)

Необходимость применения калибраторов вызывается тем, что при бурении в твердых породах, согласно экспериментальным исследованиям А. Г. Калинина и других специалистов, формируется ствол, поперечное сечение которого отличается от окружности, имеет форму многоугольника с числом вершин на единицу больше числа шарошек или лопастей долота. При этом диаметр ствола по просвету меньше диаметра использованного долота, но спуск шарошечного долота по такому стволу протекает нормально в результате проскальзывания шарошек по вершинам полученного многоугольника.

Центратор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя с целью стабилизации параметров искривления ствола и управляемого изменения зенитного угла скважины (рис. 30). Они улучшают условия работы долот и забойных двигателей за счет предотвращения возникновения или уменьшения отклоняющей силы на долоте. Центраторы устанавливают на корпусе забойного двигателя или в колонне бурильных труб.

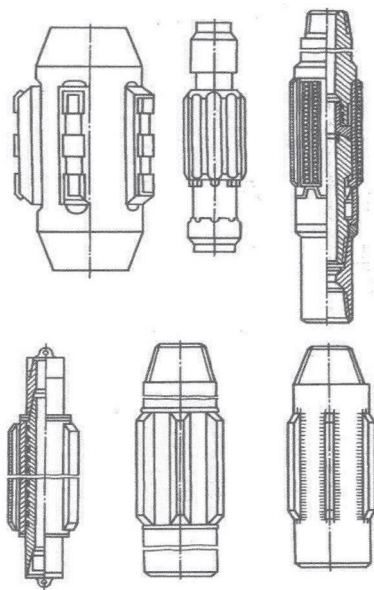


Рис. 30. Центраторы

Стабилизатор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для стабилизации параметров искривления ствола и центрирования бурильной колонны (рис. 31). Его устанавливают над калибратором или в колонне бурильных труб.

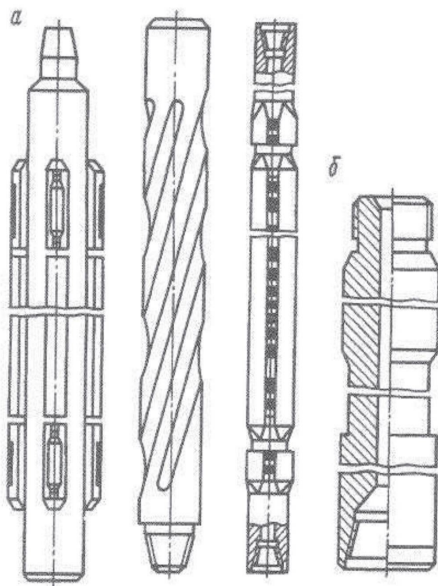


Рис. 31. Стабилизирующие устройства:
а – стабилизаторы; б – маятник

Децентратор – опорный элемент нижней части бурильной колонны (забойного двигателя, УБТ, бурильных труб) – предназначен для фиксации упругой оси колонны в данной точке над осью ствола скважины. Используется преимущественно в отклоняющих устройствах при бурении горизонтальных скважин.

Задания для работы на занятии

Начиная работу, необходимо ознакомиться с ее теоретическим обоснованием для осмысленного понимания назначения и конструкции элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Изучить конструкции отклоняющих, калибрующих и опорно-центрирующих устройств на примере натуральных образцов и чертежей. Уяснить место расположения калибратора и центратора.

После закрепления теоретического материала в отчете выполняются эскизы элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок и даётся краткая характеристика каждому из них.

Вопросы

1. Что называется маятниковыми и жесткими компоновками?
2. Что относится к отклоняющим устройствам?
3. Что относится к калибрующим и опорно-центрирующим устройствам?

13. Проектирование конструкции скважины

Цель: приобретение навыков позволяющих самостоятельно проектировать конструкции скважин.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: наиболее распространенным способом крепления скважин является спуск в скважину колонны обсадных труб, заполнение заколонного пространства растворами, способными со временем затвердевать и создавать герметичную и прочную связь между трубами и горными породами.

Теоретическая часть

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Проектирование конструкции скважины проводится по единому принципу – совместимости отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения указанных требований, проектируется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под *несовместимостью условий бурения* понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

Анализ условий бурения скважины проводится поинтервально сверху вниз с разбивкой геологического разреза скважины на зоны крепления.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления.

Под эквивалентом градиента давления понимают удельный вес жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

$$\gamma_{\text{э.пл}} = \frac{10 \cdot P_{\text{пл}}}{H} \quad (13.1)$$

$$\gamma_{\text{э.гр}} = \frac{10 \cdot P_{\text{гр}}}{H} \quad (13.2)$$

где $\gamma_{\text{э.пл}}$ – эквивалент градиента пластового давления, гс/см³; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, кгс/см²; H – глубина залегания пласта, м; $\gamma_{\text{э.гр}}$ – эквивалент градиента давления гидроразрыва, гс/см³; $P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пласта, кгс/см².

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$P_{\text{гр}} = 0,083 \cdot H + 0,66 P_{\text{пл}} \quad (13.3)$$

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в приведенной ниже последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.
2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.
3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 32, точки 1, 2..., 19 – пластовых давлений, точки 20, 21,..., 39 – давлений гидроразрыва).

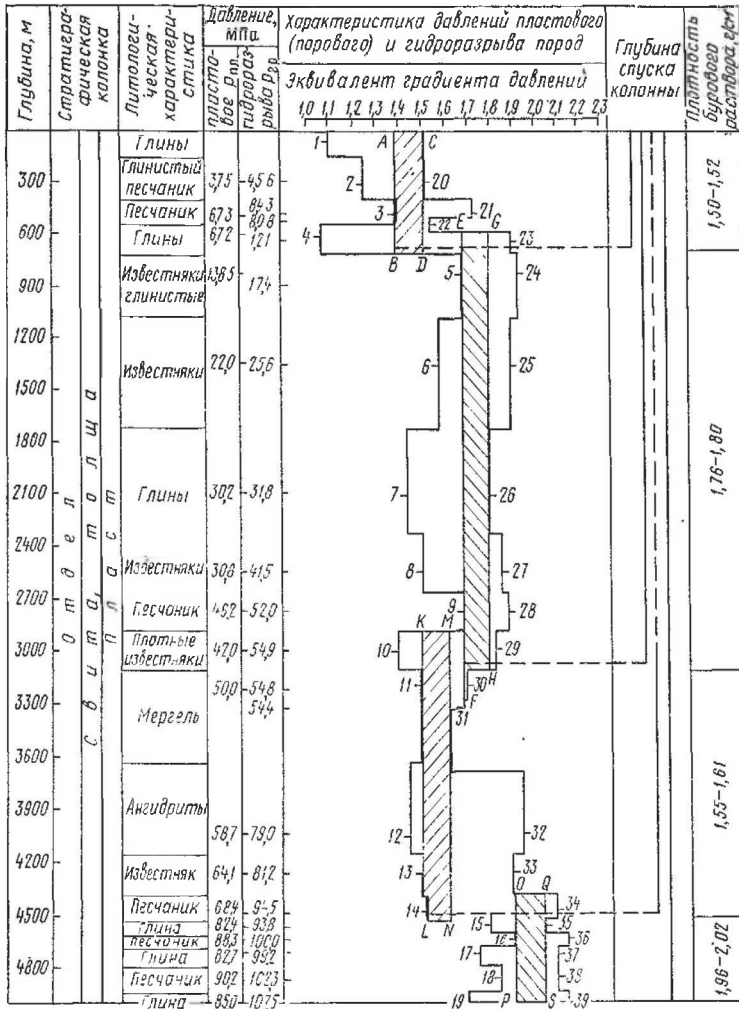


Рис. 32. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

- Параллельно оси ординат проводят линии АВ, EF, KL и ОР касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии CD, GH, MN, QS – касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны ABCD, EFGH, KLMN, OPQS являются зонами совместимых условий бурения.
6. Линии AB, EF, KL, OP определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD, GH, MN, QS – по давлениям гидроразрыва.
7. Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.
8. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.
9. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10 % (не более 1,5 МПа), а для скважин глубиной от 1200 м до проектной глубины на 5 % (не более 2,5–3,0 МПа).

В предварительном варианте конструкции скважины предусматривают перекрытие каждой зоны, выделенной с помощью совмещенного графика, самостоятельной обсадной колонной. Следовательно, число обсадных колонн в нем равно числу зон с несовместимыми условиями бурения, а глубины спуска колонн соответствуют границам этих зон. Затем число обсадных колонн и глубины их спуска корректируют.

1. С целью защиты устьевого участка ствола от размыва и канализации восходящего потока промывочной жидкости в очистную систему в конструкции скважины предусматривают направление.
2. Если зоны с несовместимыми условиями бурения отсутствуют, то в конструкциях всех скважин, устья которых на период бурения должны быть оснащены противовыбросовым оборудованием, а также скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются горизонты пресных вод, предусматривают установку кондукторов.

3. Если расстояние между нижними концами двух смежных обсадных колонн очень велико и за время бурения ствола под внутреннюю из них наружная может быть изношена до аварийного состояния или прочность последней из-за износа может уменьшиться настолько, что возникнет опасность разрыва этой колонны в случае закрытия установленного на ней преентора при газонефтеводопроявлениях, то в конструкции скважины предусматривают замену изношенного верхнего участка колонны новым до вскрытия горизонта, из которого возможно проявление, или спуск дополнительной промежуточной колонны для установки на ней противовыбросового оборудования.
4. Если для разбуривания пород в одной зоне требуется такая по составу промывочная жидкость, применение которой в смежной зоне недопустимо из-за опасности возникновения серьезных осложнений или экономически невыгодно из-за необходимости расходования большого количества химических реагентов на ее обработку, в конструкции скважины может быть предусмотрена дополнительная промежуточная колонна.
5. Если ту или иную зону можно надежно изолировать другим способом, помимо спуска обсадной колонны, и стоимость строительства скважины при этом не возрастет, то соответствующую колонну из конструкции исключают.
6. Если расстояние между нижними концами двух смежных колонн очень велико и существует большая опасность, что внутреннюю колонну не удастся спустить до необходимой глубины из-за большой величины сил сопротивления, обусловленных прежде всего прижатием ее к стенкам необсаженного участка ствола скважины, то увеличивают глубину спуска предыдущей колонны или предусматривают дополнительную промежуточную колонну между ними.
7. Уточняют глубины спуска тех обсадных колонн, на которых должно быть установлено противовыбросовое оборудование. Башмак колонны нужно устанавливать с таким расчетом, чтобы в случае частичного или полного выброса про-

мывочной жидкости при дальнейшем углублении скважины и заполнения последней пластовой жидкостью породы, залегающие ниже этого башмака, не могли быть разорваны тем давлением, которое возникнет в стволе после герметизации устья превентором.

8. Выбирают схему оборудования призабойного участка и в конструкцию добывающей (нагнетательной) скважины вносят корректив, обусловленный выбранной схемой.

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины.

Глубина спуска кондуктора определяется требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн. Кондуктором следует перекрывать все водоносные горизонты, имеющие выходы на поверхность, питающие водоемы и артезианские скважины, неустойчивые горные породы в верхней части разреза, в том числе толщи солей.

Глубину спуска направления определяют так, чтобы предупредить размыв и разрушение устья скважины. Направлением перекрываются неустойчивые наносы (обычно четвертичные отложения).

В целях уменьшения расхода металла на крепление некоторые из обсадных колонн делают потайными. Сплошную колонну можно заменить потайной в том случае, если за период бурения от башмака предыдущей сплошной колонны до глубины спуска последующей сплошной колонны предыдущая не может быть изношена до аварийного состояния или до такого состояния, при котором устье ее в случае газонефтяного выброса нельзя герметизировать из-за неизбежности разрыва изношенных обсадных труб. Не рекомендуется делать потайными две смежные обсадные колонны. Верхний конец потайной колонны должен быть расположен выше башмака предыдущей обсадной колонны; если предыдущая колонна пере-

крывает толщу пород, склонных к выпучиванию под влиянием горного давления, то верхний конец потайной колонны нужно размещать выше кровли такой толщи не менее чем на 25–50 м.

Определение диаметров обсадных колонн и долот. Диаметры обсадных колонн выбирают в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной, и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала.

Диаметры обсадных колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны [3]. Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации и задается заказчиком на буровые работы.

Диаметральные размеры конструкции скважины рассчитывают по следующим соотношениям:

- диаметр долота для бурения ствола под обсадную колонну с наружным диаметром d_n

$$d_d = d_m + \Delta, \quad (13.4)$$

где d_m – наибольший наружный диаметр обсадной колонны (обычно наружный диаметр ее муфты); Δ – разность между диаметрами скважины и муфты обсадной колонны, мм.

- внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны

$$d_{пред} = d_{мд} + 2\Delta_g, \quad (13.5)$$

$$d_{пред} = d_d + 2\Delta_g, \quad (13.5)$$

где Δ_g – радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины ($\Delta_g \geq 3...5$).

- наружный диаметр предыдущей обсадной колонны

$$(d_n)_{пред} = d_{пред} + 2\delta, \quad (13.6)$$

где δ – наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны, мм.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692-75, а обсадных труб – по ГОСТ 632-80.

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважин приведена в табл. 8 [4].

Таблица 8

Размеры колонн, муфт и зазоров, мм

d_n	114,3	127,0	139,7	146,0	168,3	178,0	193,7	219,1	244,5
d_m	133	146	159	166	188	198	216	245	270
Δ	15	15	20	20	25	25	25	25	25
d_n	273,1	298,5	323,9	339,4	351,0	377,0	406,4	425,5	508
d_m	299	324	351	365	376	402	432	451	533
Δ	35	35	39–45	39–45	39–45	39–45	39–45	39–45	45

Диаметры шарошечных долот, выпускаемых промышленностью, приведены в табл. 9.

Таблица 9

Диаметры долот

D_o , мм	112,0	120,6	132,0	139,7	146,0	151,0	165,1	190,5
D_p , мм	215,9	244,5	269,9	295,3	320,0	349,2	393,7	490,0

Определение высоты подъема тампонажного раствора за колонной. Направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат [4]:

- продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;
- продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;
- истощенные горизонты;
- водоносные проницаемые горизонты;
- горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;
- интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;
- интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также бапмаком предыдущей обсадной колонны, в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 500 м.

Все вышеуказанные интервалы цементирования объединяются в один общий. Разрыв сплошности цементного кольца по высоте за обсадными колоннами не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементирования в условиях поглощения.

Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

- превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;
- исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения раствора;
- возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижние и промежуточные ступени обсадных колонн, а также по- тайные колонны должны быть зацементированы по всей длине.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями построить совмещенный график давлений для выбора конструкции сква- жин на миллиметровой бумаге.

Определить количество обсадных колонн спускаемых в скважи- ну и соответствующие диаметры для каждой из них.

Далее определить высоту подъема тампонажного раствора за ко- лонной. Задания выдаются индивидуально каждым по различным месторождениям Российской Федерации.

Вопросы

1. Что понимают под конструкцией скважины?
2. Что такое несовместимые интервалы бурения?
3. С какой целью в конструкции скважины предусматривают- ся направление и кондуктор?
4. Алгоритм построения совмещенного графика давлений для выбора конструкции скважины.

5. Как определяется глубина спуска кондуктора?
6. Что такое потайная колонна?
7. Каким образом определяются диаметры обсадных колонн?
8. Каким образом определяется высота подъема тампонажного цемента за колонной?

14. Оснастка обсадных колонн, назначение, конструкции

Цель: изучение назначения и конструкций основных элементов оснастки обсадных колонн.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа.

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: спуск обсадных колонн, секций и потайных колонн, как и проведение технологической операции, осуществляются с помощью специальных приспособлений и устройств, объединяющихся под общим названием элементов технологической оснастки.

Теоретическая часть

Элементы оснастки обсадных колонн представляют комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин.

Башмак с направляющей насадкой предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны с целью повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках (рис. 33).

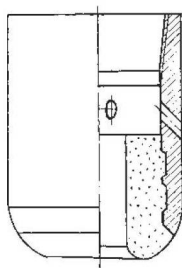


Рис. 33. Башмак колонный БКМ-146

Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке. Направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при последующем углублении ствола их разбуривают. Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок с целью исключения работ по разбуриванию металла на забое.

Башмачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промысловых отверстий направляющей насадки.

Характеристики башмаков представлены в табл. 10.

Таблица 10

Технические характеристики башмаков обсадных колонн

Параметры	Шифр башмака				
	БКМ-140, БКМ-140 ОТТМ	БКМ-146, БКМ-146 ОТТМ	БКМ-168, БКМ-168 ОТТМ	БКМ-245, БКМ-245 ОТТМ	БКМ-324, БКМ-324 ОТТМ
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр башмака, мм	159	166	188	270	351
Высота башмака, мм	296	298	303	378	390
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг	16	17	23	53	85

Обратный клапан предназначен для предотвращения перетоков бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10–20 м выше него. Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают три группы обратных клапанов:

- исключающие перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину;

- б) обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определенном (задаваемом) перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключающие возможность обратной циркуляции раствора;
- в) обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус.

Если возможны нефтегазоводопроявления, но отсутствуют поглощения, то при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин следует применять обратные клапаны соответственно первой и второй групп. При возможности поглощения и отсутствии проявления пластов целесообразно использовать клапаны третьей группы при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин. Характеристики обратных клапанов представлены в табл. 11 и на рис. 34–35.

Таблица 11

Технические характеристики обратных клапанов

Наименование параметров	Шифр клапана					
	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ОТТМ;	ЦКОДМ-245, ЦКОДМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ-324, ЦКОДМ-324 ОТТМ	КОДГ-146
Максимальное рабочее давление, МПа	25	25	25	13	10	25
Наружный диаметр D , мм	159	166	188	270	351	166
Внутренний диаметр корпуса клапана D_1 , мм	118,7	124,7	144,1	220	300	124,7
Диаметр шара d , мм	76	76	76	76	76	76

Наименование параметров	Шифр клапана					
	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ;	ЦКОДМ-245, ЦКОДМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ-324, ЦКОДМ-324 ОТТМ	КОДГ-146
Высота клапана Н, мм	360 (395)	360 (395)	360	400	405	385
Масса клапана, кг	17,8 (19,3)	19,4 (21)	24,4	60	92	18

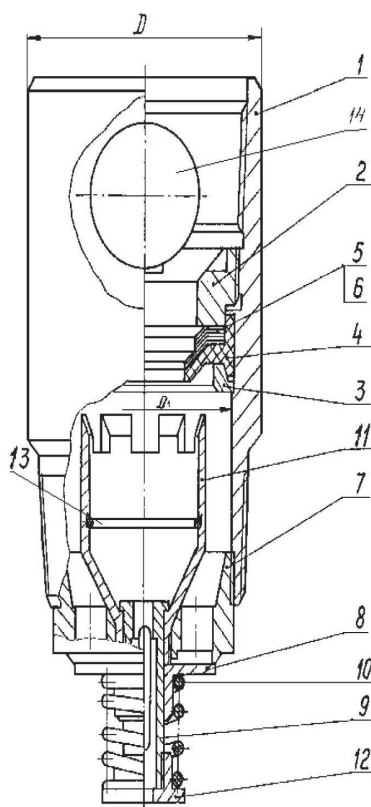


Рис. 34. Клапан обратный дроссельный для горизонтальных скважин КОДГ:
 1 – корпус; 2 – кольцо нажимное; 3 – кольцо; 4 – диафрагма; 5, 6 – набор
 разрезных шайб; 7 – ограничитель; 8 – пята; 9 – дроссель; 10 – пружина;
 11 – втулка; 12 – упор; 13 – кольцо уплотнительное; 14 – шар

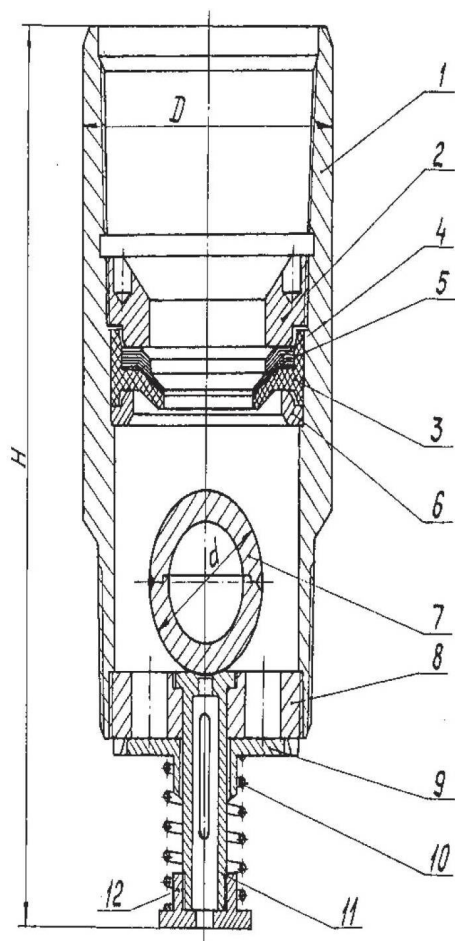


Рис. 35. Клапан обратный дроссельный модернизированный ЦКОДМ:
 1 – корпус; 2 – кольцо нажимное; 3 – диафрагма; 4, 5 – набор разрезных шайб;
 6 – кольцо; 7 – шар; 8 – ограничитель; 9 – пята; 10 – пружина; 11 – втулка;
 12 – упор

Головка цементировочная универсальная предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин в одну и более ступеней с одновременным расхаживанием обсадных колонн, а также в случаях манжетного цементирования (рис. 36).

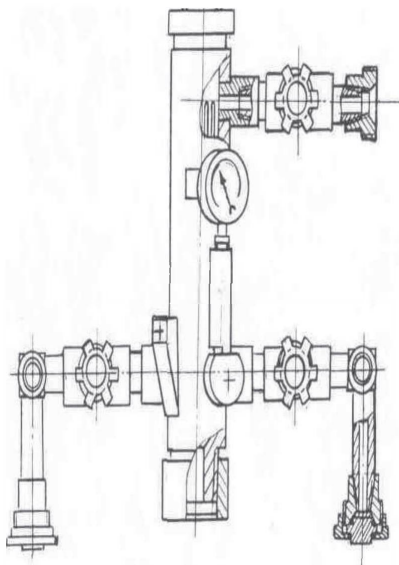


Рис. 36. Головка цементирующая

Характеристика цементирующих головок представлена в табл. 12.

Таблица 12

Технические характеристики цементирующих головок

Наименование показателей	ГЦУ-140 ГЦУ-146	ГЦУ-168	ГЦУ-178	ГЦУ-245
Условный диаметр, мм	140-146	168	178	245
Наибольшее рабочее давление, МПа	40	40	32	32
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	153	209
Масса, кг	222	298	342	420

Упорное кольцо (кольцо «стоп») предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготавливают из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстоянии 10–30 м от башмака.

Центраторы применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором/и качественного разобщения пластов (рис. 37).

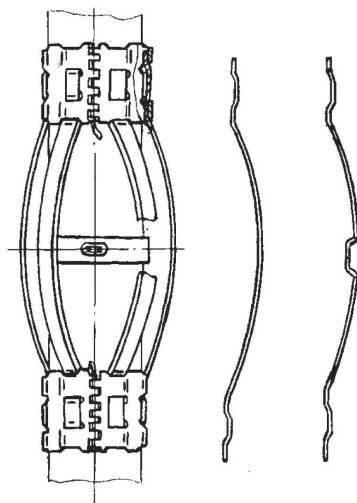


Рис. 37. Центратор типа ЦЦ

Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным, вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах расположения центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов.

Центраторы по конструкции делятся на разъемные и неразъемные, пружинные и жесткие, а по характеру закрепления пружинных планок – на сварные и разборные. Их обычно устанавливают в средней части каждой обсадной трубы, т.е. в местах наибольшего изгиба.

При креплении наклонно направленных скважин применение центраторов обязательно.

Основные параметры центраторов представлены в табл. 13.

Таблица 13

Основные технические параметры центраторов

Обозначение центратора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Количество плавок, шт	Масса, кг
ЦЦ-140/191-216-1	264	142	7 850	6	9,0
ЦЦ-146/216-1	270	148	7 850	6	9,2
ЦЦ-168/216-245-1	292	171	7 850	6	10,5
ЦЦ-245/295-320-1	370	249	10 450	8	15,0
ЦЦ-2-140/216	270	142	12 000	6	8,0
ЦЦ-2-146/216	275	148	12 000	6	8,4
ЦЦ-2-168/216	300	172	12 000	6	9,9
ЦЦ-4-245/295	370	249	13 500	8	14,2
ЦЦ-4-273/320	380	278	13 500	8	15,2
ЦЦ-4-324/394	445	329	18 000	10	18,7
ЦЦ-4-340/445	530	345	18 000	10	20,3

Скребки используют для разрушения корки бурового раствора на стенках скважины при спуске обсадной колонны в процессе ее цементирования в целях получения прочного контакта цементного камня с горной породой. Проволочные скребки корончатого типа комплектуют упорным кольцом «стоп» с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них. Допускаемая осевая нагрузка на ограничительное кольцо СК 1,18 тс. На рис. 38 представлен скребок корончатого типа СК.

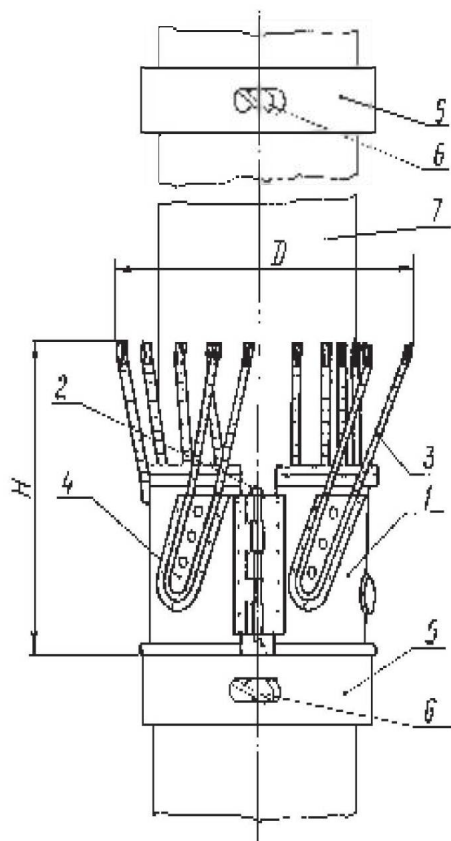


Рис. 38. Скребок корончатый типа СК:

1 – корпус; 2 – штифт; 3 – скребущие элементы; 4 – накладки;
5 – стопорные кольца; 6 – клинья; 7 – обсадная труба

Турбулизаторы предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. Лопастей турбулизаторов могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя слоями кордной хлопчатобумажной ткани). Угол наклона лопастей турбулизатора типа ЦТ

к его вертикальной оси 3° ; допустимая осевая нагрузка на корпус 1,18 тс. На рис. 39 представлены центраторы – турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями.

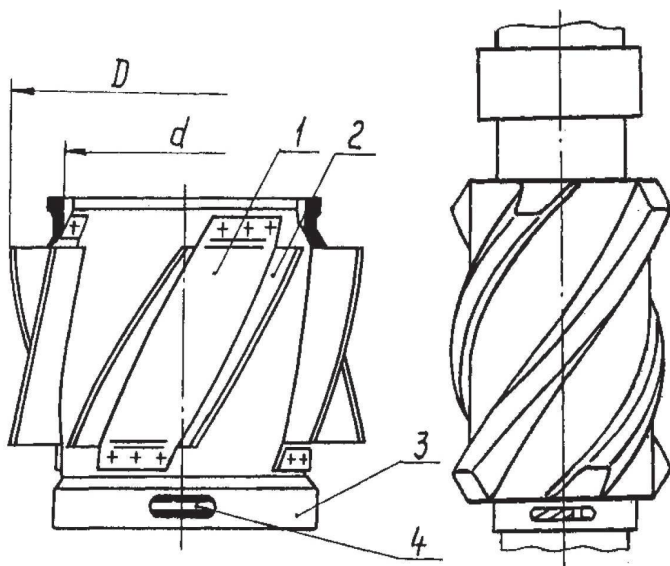


Рис. 39. Центраторы-турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями: 1 – накладки; 2 – упругие лопасти; 3 – корпус; 4 – винтовой клин

Муфты ступенчатого цементирования применяют для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту (до 3000 м и более). При оснащении обсадных колонн указанными муфтами становится возможным цементирование скважин в две ступени как с разрывом во времени между ступенями, так и без него. В стволе скважин их рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желобообразования, а в наклонно направленных скважинах – также в вертикальной части ствола.

На рис. 40 представлен пакер проходной гидравлический универсальный заколонный типа ППГУ.

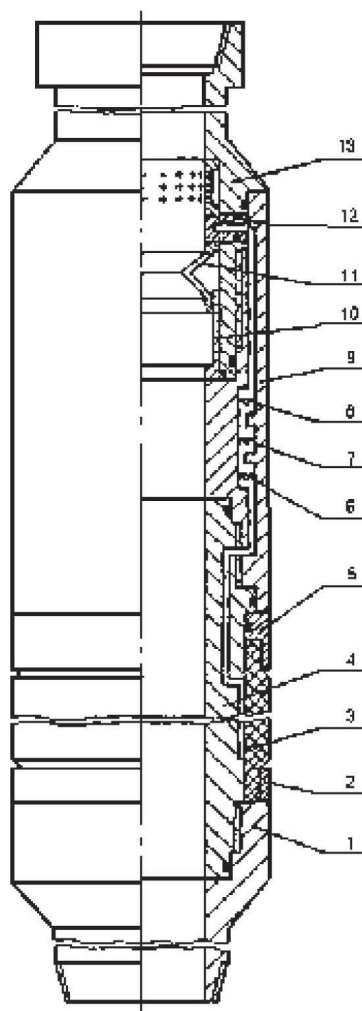


Рис. 40. Пакер проходной гидравлический универсальный заколонный типа ППГУ:

1 – присоединительный переводник; 2 – стальная обойма; 3 – рукав; 4 – корпус уплотнительного узла; 5 – стальная обойма; 6 – клапан пакеровки – допакеровки; 7 – уравнительный клапан; 8 – предохранительный клапан; 9 – корпус-патрубок; 10 – втулка; 11 – седло радиально – разжимное; 12 – пробка полая срезная; 13 – верхний присоединительный переводник

На рис. 41 представлены пробки ПДМ.

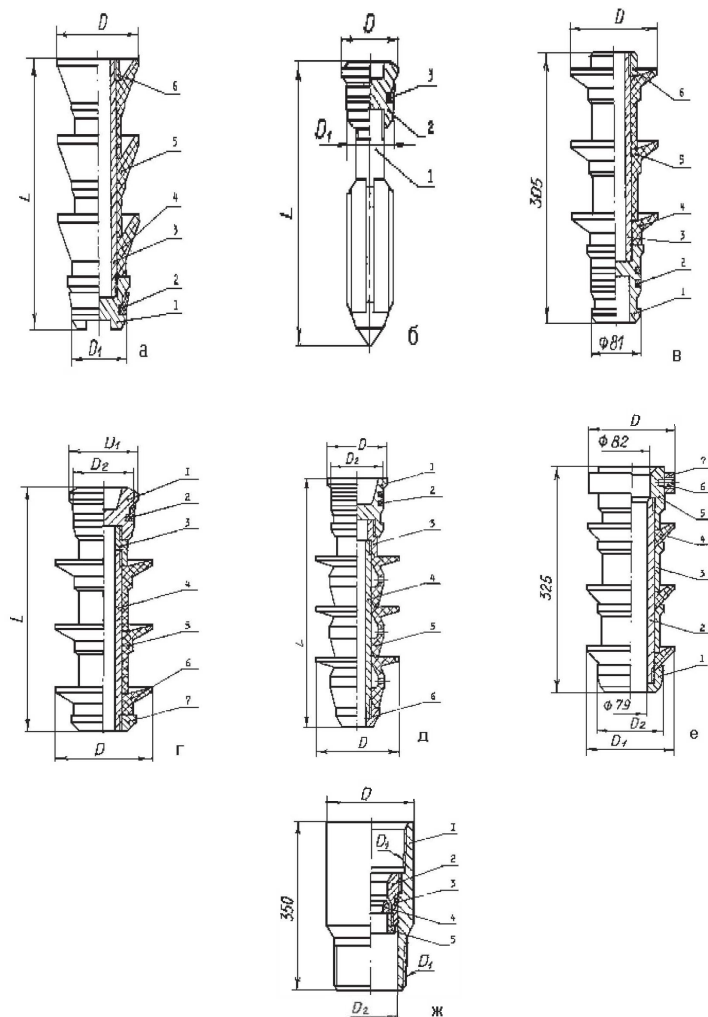


Рис. 41. Разновидности ПДМ:

а – пробка ПДМ.050; б – пробка ПДМ.060; в – пробка ПДМ.070; г – пробка дополнительная ПДМ.070-01; д – пробка дополнительная ПДМ.070-02; е – пробка проточная ПДМ.090-01; ж – патрубков ПДМ.080

Разъединители хвостовиков и секций обсадных колонн предназначены для безопасного спуска на бурильных трубах и для цементирования потайных колонн (хвостовиков) или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.

Разъединители делятся на резьбовые (левая резьба) и безрезьбовые, к которым относятся кулачковые, замковые и штифтовые разъединители. Разъединители оснащены внутренним пакерующим узлом для обеспечения циркуляции жидкости через башмак потайной колонны или секции обсадной колонны после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе и цементирования их. Наличие секционной разъединительной пробки в разъединителях позволяет в процессе цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн разобшать тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Подвесные устройства применяют для подвешивания хвостовиков или секции обсадных колонн в стволе скважины с целью предотвращения их изгиба от действия собственного веса. Глубинную подвеску потайных колонн и секций обсадных колонн при креплении скважин производят тремя способами: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности. Потайные колонны и секции обсадных колонн можно подвешивать на цементном камне в обсаженной и необсаженной частях ствола без ограничений их длины, глубины скважины и кольцевых зазоров, но при обязательном подъеме тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Задания для работы на занятии

Следует ознакомиться с основными элементами оснастки обсадных колонн.

Вопросы

1. Что представляют собой элементы оснастки обсадных колонн?
2. Для чего необходим башмак?
3. Для чего предназначен обратный клапан?
4. Что такое цементировочная головка и для чего она предназначена?
5. Для чего необходимы центраторы, скребки и турбулизаторы?
6. Что такое муфта ступенчатого цементирования?

15. Определение растекаемости и сроков схватывания тампонажного раствора

Цель: изучение метода определения растекаемости и сроков схватывания тампонажного раствора.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: знание методов определения растекаемости и сроков схватывания тампонажного раствора

Формируемые компетенции: ПК-2.

Актуальность темы: при бурении нефтяных и газовых скважин одним из главных и наиболее часто встречающихся видов осложнений является поглощение буровых растворов. Из них наиболее сложными являются катастрофические поглощения с интенсивностью, достигающей значений свыше сотни кубических метров в час.

Теоретическая часть

Растекаемость – условная мера подвижности тампонажного раствора. Определяется она с помощью конуса АзНИИ (рис. 42).

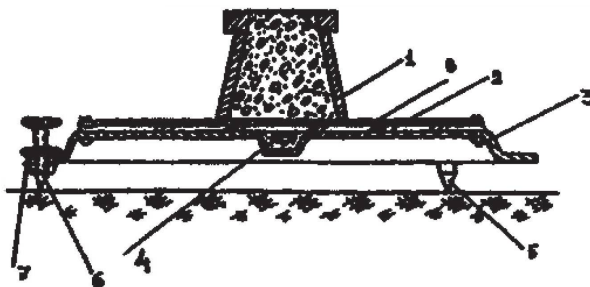


Рис. 42. Конус АзНИИ:

1 – конус; 2 – шкала; 3 – основание шкалы; 4 – уровень; 5 – опора;
6 – регулировочный винт; 7 – фиксатор; 8 – стеклянный круг

Прибор состоит из усеченного полого конуса 1, имеющего размеры: внутренний диаметр верхнего основания $36 \pm 0,5$ мм, нижнего $64 \pm 0,5$ мм, высота $60 \pm 0,5$ мм, объем 120 мл. масса не менее 300 г. Конус устанавливается на стеклянный круг 8, под которым имеется

шкала 2, расчерченная концентрическими окружностями, нанесенными через 5 мм. Основание шкалы 3 вместе со стеклом устанавливается в горизонтальное положение по уровню 4 с помощью регулировочных винтов 6, служащих одновременно и опорами прибора. Конус устанавливается в центре круга. Для предотвращения возможного самопроизвольного поднятия конуса при заполнении его цементным раствором его масса должна составлять не менее 300 г. Внутренняя поверхность конуса делается полированной.

Сроки начала и конца схватывания характеризуют соответственно время, в течение которого цементный раствор сохраняет подвижность и превращается в камень.

На эти показатели влияют многие факторы: вид и состав цемента, водо-цементное отношение, продолжительность хранения цемента, состав жидкости затворения, температура и давление.

Время, прошедшее с момента приготовления тампонажного цемента до момента, когда игла при погружении в раствор не доходит на 1–2 мм до дна конического кольца, называют *сроком начала схватывания*. Время, прошедшее от начала приготовления тампонажного цемента до момента, когда игла погружается в раствор не более чем на 1 мм, называется *сроком конца схватывания*.

По сроку начала схватывания можно приблизительно судить о сроке начала загустевания. По разнице в сроках конца и начала схватывания косвенно судят о темпе нарастания начальной прочности цементного камня.

Сроки схватывания цементного раствора, предназначенного для «холодных» скважин, определяют на воздухе при температуре 22 ± 2 °С.

Для определения сроков схватывания цементного раствора, предназначенного для «горячих» скважин, кольцо с раствором хранят в водном термостате с пресной водой, в котором температура 75 ± 3 °С.

Для определения сроков схватывания цементных растворов при температуре до 95°С и без воздействия давления применяют прибор Вика (рис. 43). Прибор Вика состоит из цилиндрического стержня 1, свободно перемещающегося во втулке 5 и укрепленного на станине 9. Ось стержня перпендикулярна к плите 8 станины. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит пружинная защелка 6. На стержне укреплен указатель 3, а на станине – шкала 4 с делениями

0...40 мм. Положение указателя на стержне регулируется стяжным винтом 2. В нижнюю часть стержня ввинчивается оправка со сменной стальной иглой 7 диаметром 1,1 мм и длиной 50 мм.

Коническое кольцо для цементного раствора имеет размеры: внутренний диаметр верхнего основания – $65 \pm 0,5$ мм, нижнего – $75 \pm 0,5$ мм, высота – $40 \pm 0,5$ мм. Перед началом испытаний следует проверить, свободно ли опускается стержень прибора и совпадает ли (при соприкосновении иглы с пластинкой) указатель стержня и нулевое деление шкалы. В случае их несовпадения проводят регулировку прибора – передвигают шкалу прибора.

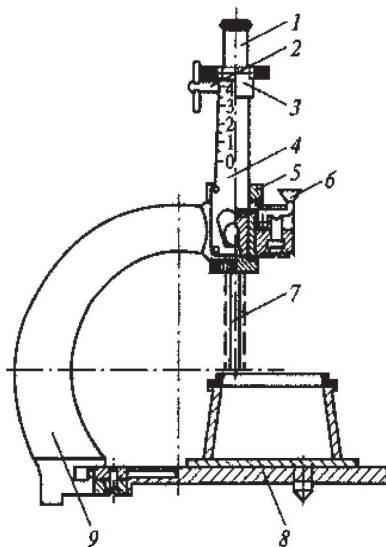


Рис. 43. Прибор Вика

Аппаратура и материалы

1. Конус АзНИИ.
2. Тампонажный раствор.
3. Сферическая чашка с лопаткой.
4. Весы.
5. Прибор Вика.
6. Часы.

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной подписью инструктируемого в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Определение растекаемости тампонажного раствора

1. Отвесить 500 г цемента и поместить его в сферическую чашку.
2. Влить в чашку в один прием 250 мл воды и энергично перемешать полученную массу в течение 3 мин.
3. Приготовленный раствор заливается в конус вровень с верхним торцом конуса.
4. Затем конус резко поднимают вертикально вверх. Цементный раствор растекается по стеклу. С помощью концентрической шкалы снимают четыре отсчета. По ним вычисляют средний диаметр круга расплыва, который и характеризует растекаемость раствора.

Цементный раствор считают достаточно подвижным, если его растекаемость равна 18 см. Для получения правильных результатов необходимо, чтобы внутренняя поверхность конуса и стекла перед испытаниями были протерты влажной тканью.

Определение сроков схватывания цементов для низких и нормальных температур. Проверяют прибор Вика. Кольцо прибора Вика и подставку к нему предварительно смазывают маслом любой марки и устанавливают кольцо на подставку.

Готовят цементное тесто. Кольцо прибора Вика в один прием заполняют цементным тестом. Иглу прибора доводят до соприкосновения с поверхностью цементного теста. В этом положении закрепляют стержень стопором, затем освобождают стержень, давая игле возможность свободно погружаться в цементное тесто.

Первое погружение иглы в цементное тесто производят не позднее, чем через 1 ч 45 мин, 2 ч и 2 ч 15 мин, а в дальнейшем – не реже чем через каждый час. При этом иглу следует устанавливать

уровень с верхним уровнем раствора. При отпускании зажима, во избежание резкого удара иглы о данную пластинку, стержень следует слегка придерживать рукой. После каждого погружения иглу следует вытирать, а кольцо с раствором поворачивать, чтобы игла каждый раз погружалась в новое место.

Температура испытания установлена 22 ± 2 °С.

Определение сроков схватывания цементов для умеренных температур. Подготовку к испытаниям проводят по вышеприведенной схеме. Кольцо Вика накрывают металлической или стеклянной пластинкой и помещают в водный термостат таким образом, чтобы уровень воды над кольцом был не менее 2 см. Через 1 ч 30 мин кольцо с цементным тестом вынимают из термостата и проводят испытания. Повторные испытания проводят до фиксации начала схватывания через каждые 15 мин, а в дальнейшем – не реже, чем через каждые 30 мин. После каждого испытания кольцо снова помещают в термостат. Температура испытания – 75 ± 3 °С.

Определение сроков схватывания цементов для повышенных температур. Готовят цементное тесто. Кольцо устройства для определения сроков схватывания смазывают тонким слоем пластичной смазки. Цементное тесто заливают в кольцо, закрепляют его в устройстве и помещают в автоклав УВЦ-2, который полностью заполняют рабочей жидкостью согласно инструкции к нему и герметизируют.

Погружать иглы следует в соответствии с программой испытаний.

Результаты погружений определяют согласно инструкции по эксплуатации устройства для определения сроков схватывания.

Интервал времени между последующими погружениями иглы не должен превышать 1 час.

Испытания проводят при температуре 90 ± 3 °С и давлении 40 ± 2 МПа.

В лабораторный журнал заносят дату испытания, тип цемента, жидкость затворения, рецептуру тампонажного раствора, режим испытания, начало схватывания, конец схватывания, общий результат и выводы.

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- делается вывод о растекаемости тампонажного раствора и соответствии испытанного цемента требованиям стандарта (пользуясь данными табл.14).

Требования к срокам схватывания (ч–мин)

Назначение тампонажного цемента	Сроки схватывания	Виды тампонажного портландцемента	
		утяжеленный	облегченный
Для нормальных температур	Начало схватывания не позднее	2 – 00	2 – 00
	Конец схватывания не позднее	12 – 00	18 – 00
Для умеренных температур	Начало схватывания не позднее	1 – 45	1 – 45
	Конец схватывания не позднее	6 – 00	8 – 00

Выводы занести в таблицы:

Результаты измерения растекаемости

Состав раствора, г			В/Ц	Отсчет по шкале, мм	Растекаемость, мм
цемент	добавка	вода			

Результаты измерения сроков схватывания раствора

Цемент	Сроки схватывания, ч–мин		Время (с начала затворения)
	начало	конец	
Для нормальных температур			
Для умеренных температур			

Вопросы

1. Как определяется растекаемость тампонажного цемента?
2. Как определяются сроки схватывания для низких и нормальных температур?
3. Как определяются сроки схватывания для повышенных температур?

ЛИТЕРАТУРА

Основная

1. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002.
2. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. М.: Недра, 2001.
3. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник. М.: Изд. центр «Академия», 2003.

Дополнительная

4. Инструкция по эксплуатации шарошечных долот при бурении эксплуатационных, разведочных и других скважин на углеводородное сырье (РД-0148052-525-86) / под ред. М. Г. Абрамсона, Т. Г. Агашавили и др. М.: 1987.
5. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1999.
6. Проселков Ю. М., Проселков Е. Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам: учеб. пособие. Краснодар.: КубГТУ, 1999.
7. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / под ред. А. Г. Калинина. М.: Недра, 1997.
8. Булатов А. И., Пеньков А. И., Проселков Ю. М. Справочник по промывке скважин. М.: Недра, 1984.
9. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Заканчивание скважин: учеб. пособие. М.: Недра, 2000.

Учебное издание

**БУРОВЫЕ СТАНКИ
И БУРЕНИЕ СКВАЖИН.
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Составители:

Мурадханов Игорь Владимирович,
Паросоченко Сергей Анатольевич,
Пономаренко Владимир Андреевич,
Чернявский Руслан Геннадьевич

Корректор: Л. Г. Ерицян

Компьютерная верстка: И. В. Бушманова

Подписано к печати 16.03.2017

Формат 60х84 1/16
Бумага офсетная

Усл. п. л. 7,91
Заказ 278

Уч.-изд. л. 7,54
Тираж 20 экз.

Отпечатано в Издательско-полиграфическом комплексе
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»
355009, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2.