

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования**
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ по дисциплине

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Лабораторная работа №1 Назначение, цели и задачи бурения скважин	
Лабораторная работа №2 Установка роторного бурения для поискового бурения на нефть и газ	
Лабораторная работа №3 Способы и виды бурения скважин	
Лабораторная работа №4 Установки для бурения неглубоких скважин	
Лабораторная работа №5 Назначение, цели и задачи шнекового бурения скважин	
Лабораторная работа №6 Установки вращательного шнекового бурения	
Лабораторная работа №7 Назначение, цели и виды вращательного бурения	
Лабораторная работа №8 Буровые установки для геолого-разведочного бурения скважин на нефть и газ	
Лабораторная работа №9 Назначение и цели колонкового бурения	
Список рекомендуемой литературы	

Введение

Целью изучения дисциплины является формирование профессиональных компетенций будущего специалиста по специальности 21.05.02 «Прикладная геология».

Задачей освоения дисциплины является образование необходимой начальной базы знаний, по объектам профессиональной деятельности будущего специалиста является производственно-технологическая деятельность: 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.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

Назначение, цели и задачи бурения скважин

Цель: определить основные физико-механические свойства горных пород.

Знания и умения: 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.

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

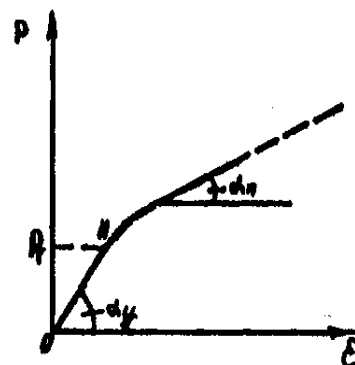
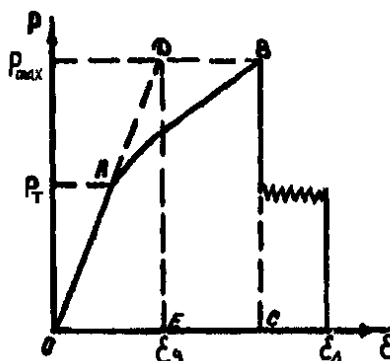
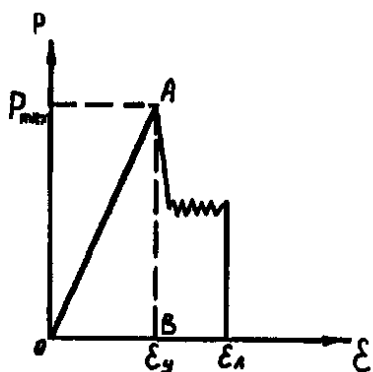
Распространение получил метод определения твердости горных пород, разработанный Л. А. Шрейнером. Сущность метода заключается во вдавливании цилиндрического штампа (пуансона) с плоским основанием в плоскую шлифованную поверхность испытуемого образца горной породы до разрушения этой поверхности. При этом 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).

Рисунок 1

Рисунок 2

Рисунок 3



При деформации хрупких пород (рис.1) вплоть до момента разрушения соблюдается закон Гука (деформация прямопропорциональна величине приложенной силы). При достижении предела упругости (точка А) происходит хрупкое разрушение породы, причем глубина лунки (максимальное погружение штампа) ε_d значительно больше упругой деформации ε_y в момент разрушения.

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

$$p_{ш} = \frac{P_{max}}{S_{ш}}, \quad (1)$$

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

Для пластично-хрупких пород (рис. 2) при нагрузке, большей P_m закон Гука нарушается, появляются пластические (необратимые) деформации, и порода деформируется с упрочнением из-за уплотнения ее под зоной контакта. В точке А достигается предел упругости и начинают проявлять себя пластичность и вязкостные (реологические) свойства материала. Состояние материала в этой точке характеризуют пределом текучести p_m :

$$p_m = \frac{P_T}{S_{ш}}. \quad (2)$$

В качестве показателя пластичности пород принят энергетический коэффициент пластичности $K_{пл}$, 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} (рис. 5). Таким образом, можно записать:

$$K_{nl} = \frac{Soabc}{Sode}. \quad (3)$$

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

$$K_{nl} = \frac{P_T}{P_{max}} + \left(1 - \frac{P_T}{P_{max}}\right) \cdot \frac{tg \alpha_y}{tg \alpha_n}. \quad (4)$$

При вдавливании штампа в пластичные породы хрупкого разрушения не происходит (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 $\frac{P_T}{P_{max}}$ стремится к нулю. Тогда для пластичных пород коэффициент пластичности принимает численное значение:

$$K_{nl} = \frac{tg \alpha_y}{tg \alpha_n}. \quad (5)$$

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											
Характеристика буримости	мягкие (М)		средние (С)		твердые (Т)		крепкие (К)		очень крепкие (ОК)			
Категория твердости	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Твердость по штампу $p_{ш}$, 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_{nl}	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*.

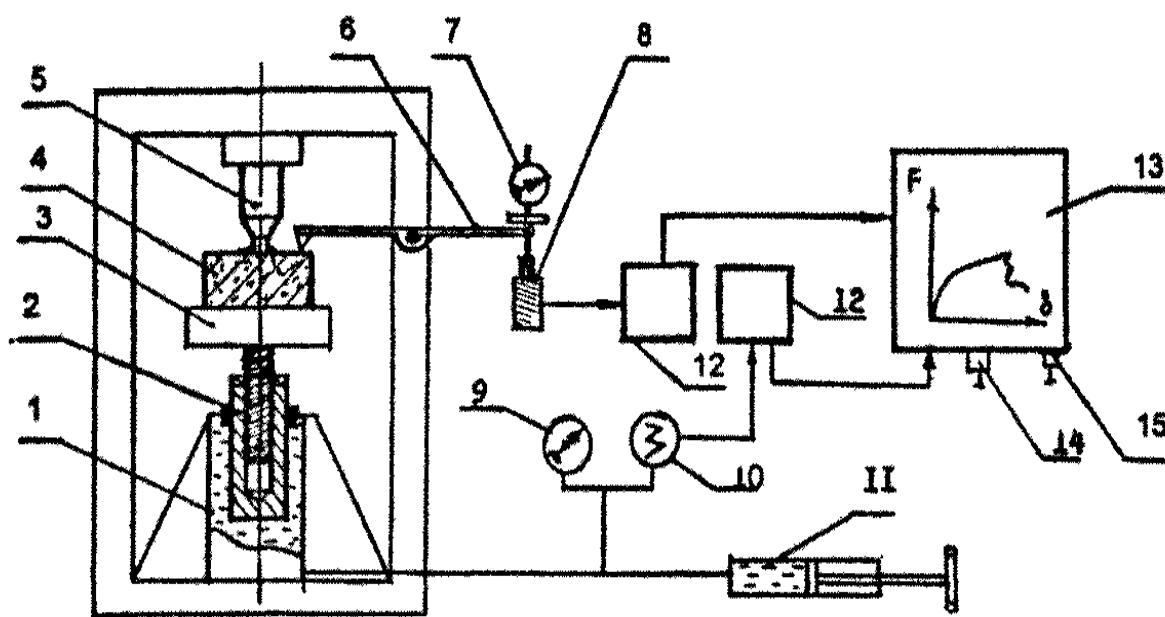


Рисунок 4 – Схема установки для испытания горных пород вдавливанием штампа

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 $I4$ на 700 мВ $m_\varepsilon = 12,86$ 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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск студентов 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).
- 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 $I4$, регулятором установки начала координат $I5$ и ручным насосом II подвести стрелки графопостроителя $I3$ к нулевому положению.
7. Ручным насосом II , 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 I . 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 примером на рис. 5 (отрезок $0-0'$ обусловлен деформацией установки, которая в дальнейшем не учитывается).

Обозначить характерные точки графика и произвести вычисления твердости по штампу $p_{ш}$, предела текучести p_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.

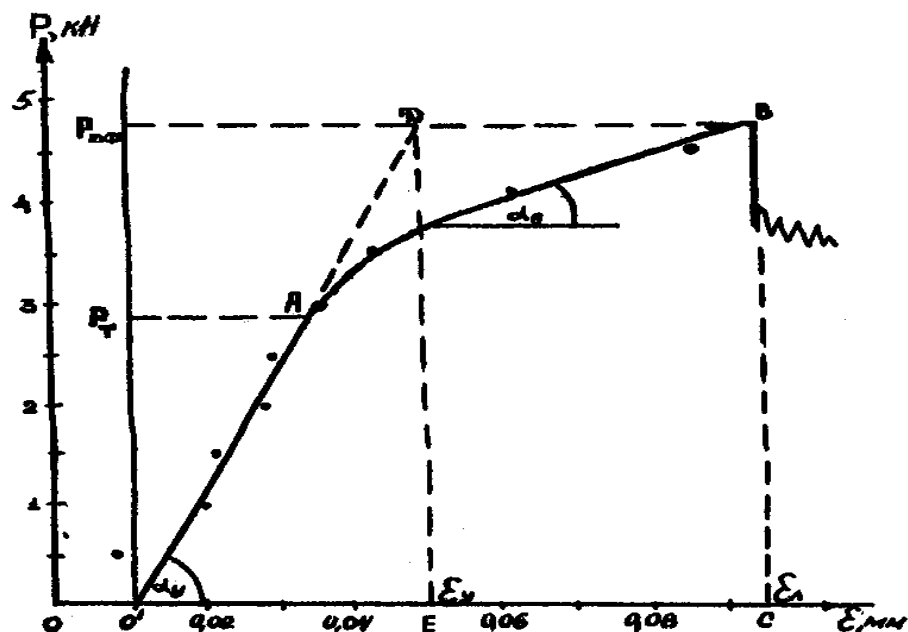


Рисунок 5 – График зависимости силы P от величины абсолютной деформации ϵ испытуемого образца

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 по лабораторной работе

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Установка роторного бурения для поискового бурения на нефть и газ

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: 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; 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.

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. 1) 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.

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.

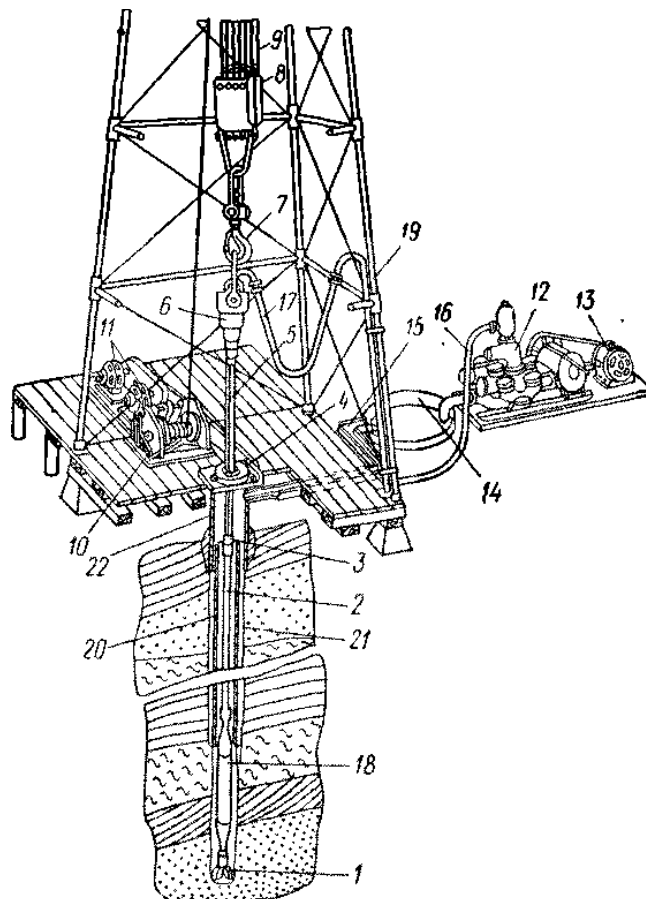


Рисунок 6 — Схема установки для бурения глубоких скважин роторным и турбинным способами и при помощи электробура

1—долото; 2—бурильные трубы; 3—специальный переводник; 4—ротор; 5—ведущая труба; 6—вертлюг; 7—крюк; 8—талевогой блок; 9—талевогой 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.

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 посередине 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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к макету буровой установки студентов, выполняющих лабораторную работу, осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Студенту 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 по лабораторной работе

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Способы и виды бурения скважин

Цель: ознакомиться с основным оборудованием буровой установки.

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

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 переводить с места на место и монтировать.

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

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

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 – 2х2 м, 2,6х2,6 м, нижнего – 8х8 м или 10х10 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 для:

- 1) 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 эксплуатацией, 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 отстоя очищенного раствора, шламовый насос, блок приготовления свежего раствора и буровые насосы для закачки раствора в скважину.

К *привычным 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 талевого 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 8х8 м, а верхнее 2х2 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-м 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 5х15 м, во втором - 9х14 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, резинотканями 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 бывают 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. Соцкультобъекты: культбудка, столовая, вагоны-общежития и т. п.

Вопросы по лабораторной работе

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Установки для бурения неглубоких скважин

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

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

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: одно- двух- 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
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.

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.

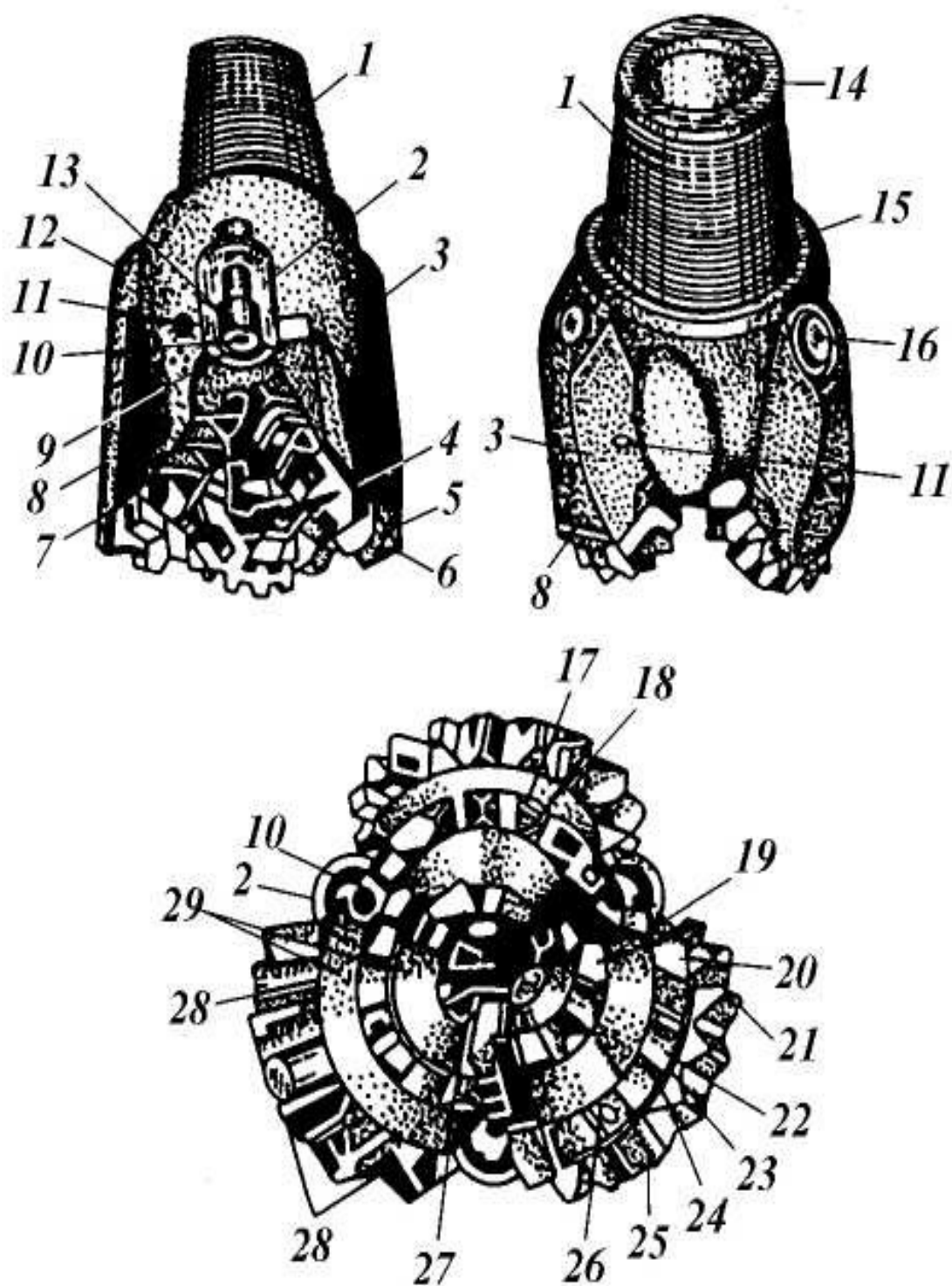


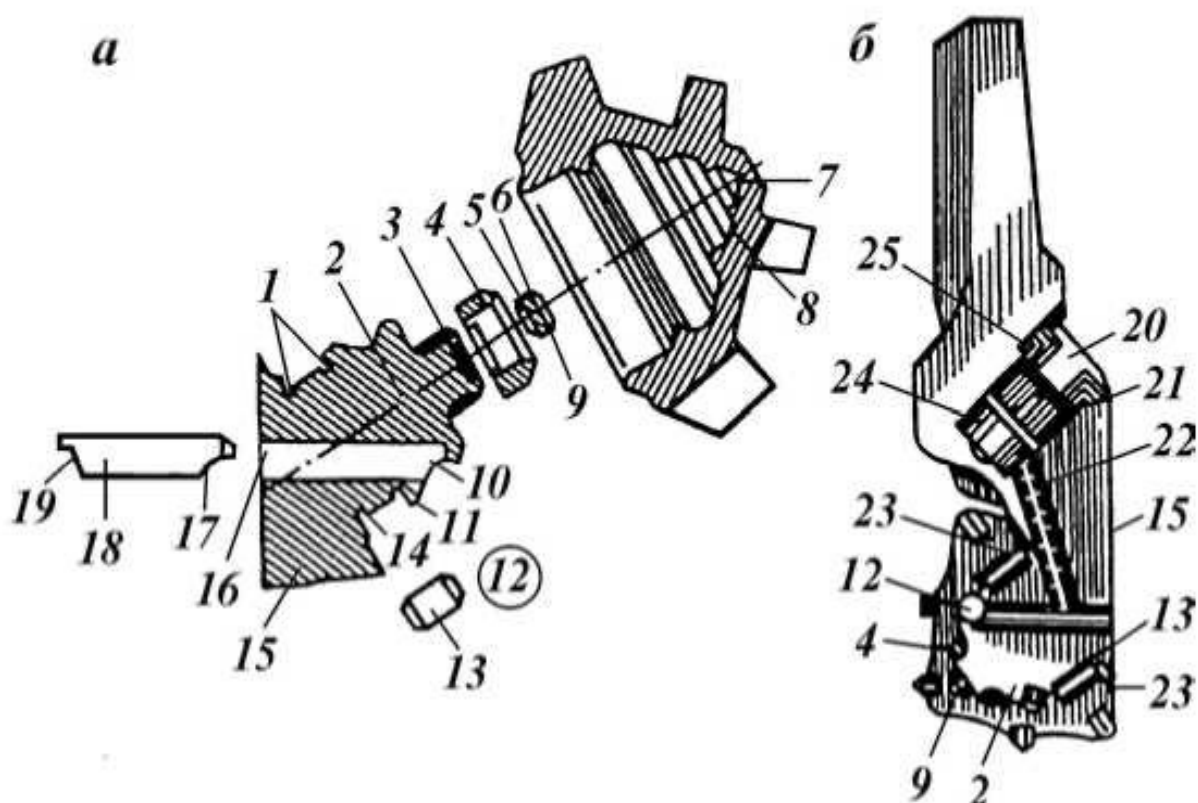
Рисунок 7 – Конструкция трехшарошечного долота

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. 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.

Рисунок 8 – Внутренние элементы шарошечного долота

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

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 несцементированных 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 твердости 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 разбуривании 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 забуривании 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 долот.

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.

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

А_Ш – поломка и «оставление» шарошек на забое;

А_С – поломка и «оставление» секций на забое;

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

Количество «оставленных» в скважине лап, шарошек и их вершин указывается римскими цифрами в скобках, например: А_В(I), А_Ш(II), А_Ц(III).

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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск к натурным образцам долот студентов, выполняющих лабораторную работу, осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Студенту 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 – В4П4А_ш(I).

В скважине оставлены все шарошки – А_ш(3).

Примеры записи износа долот с помощью кода в буровом журнале и суточном рапорте:

П269,9С–ГНУ № 8639 – В2С(30)РПЗД6Г(2)У(3);

П190,5С–ГВ № 1642 – В1П1К(1)А_в(I)Д0;

П215,9МЗ–ГАУ № 256 – В2С(10)П1Д0;

П215,9ТЗ–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 по лабораторной работе

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5

Назначение, цели и задачи шнекового бурения скважин

Цель: научиться правильно, производить выбор рациональных типов шарошечных долот

Знания и умения: выбирать рациональные типы шарошечных долот

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 (14)

$$\bar{T} = \sum_1^i T_i \frac{m_i}{\sum_1^i m_i}; \quad \bar{A} = \sum_1^i A_i \frac{m_i}{\sum_1^i m_i}, \quad (14)$$

где $\bar{T}, \bar{A}$ – средневзвешенные для данной характерной пачки пород величины категорий соответственно твердости и абразивности;

$\bar{T}, \bar{A}$ – 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]

$$T = 0,164 P_{\text{ш}}^{0,479}; \quad T = 0,305 P_o^{0,426}, \quad (15)$$

где T – твердость горной породы в категориях;

$P_{\text{ш}}, P_o$ – 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 таблицеб.

Таблица 4 – Классификационная таблица соответствия абразивных свойств горных пород их геолого-петрографическим характеристикам

Порода	Содержание кварца или	Категория	Абразив- ность по
--------	--------------------------	-----------	----------------------

	халцедона,%	твердости	обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
<i>Песчаник</i>			
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
кварцевый с известковистым цементом (25-40%)	85-95	4	6
кварцевый и известковисто-глинистым цементом	60-75	5-7	7-8
кварцевый с глинистым цементом	60-75	4-5	7
кварцевый с сульфатным цементом	60-75	3-5	6-7
полевошпатово-кварцевый и аркозовый крупнозернистый	60-75	3-4	6
полевошпатово-кварцевый и аркозовый средне и мелкозернистый	-	-	10
тонкозернистый и аналогичный алевролит с цементом 15-20%	-	-	9
- // - // - // - 20-50%	-	-	8
полимиктовый	25	4-6	7-8
<i>Глина</i>	10-15	4-6	7
мономинеральная	5-10	-	6-7
алевристая	-	1-3	3-4
песчанистая	10-20	2-3	4-5
кремнистая	10-30	2-4	5
<i>Аргиллит</i>	-	5	6
слабоалевристый			
алевристый и песчанистый	5-10	4-5	3-4

Аспидный сланец	15-20	4-5	6
Углистый сланец	2-5	-	4
Мергель	2-5	2-3	4
глинистый			
карбонатный (50-75%)	-	-	2
алевритовый	-	4-5	2
песчанистый	-	-	4
Известняк	-	-	5
без примеси твердых абразивных минералов	1	5-6	2-3
глинистый			
песчанистый (5%)	3	4-6	4
песчанистый (10%)	5	5-6	5
песчанистый (до 20-30%)	10	5-6	6
алевролитовый	20-30	4-6	8-9
кремнистый (5%)	15-20	5-6	5
кремнистый (10%)	5	5-6	5
кремнистый (15%)	10	6-7	6
кремнистый (20-30%)	15	6-7	7
Доломит	20-30	8	8
без примеси твердых абразивных минералов			
песчанистый	2-3	7-8	3-4
Кремень	-	7-8	6-7
Опока и трепел	75-95	11	11
Ангидрит без примеси твердых абразивных минералов	-	1-2	6
Гипс	-	4-5	1
без примесей			
опесчаненный	-	2-3	1
глинистый	10-15	2-3	4
	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 рисунке 9.

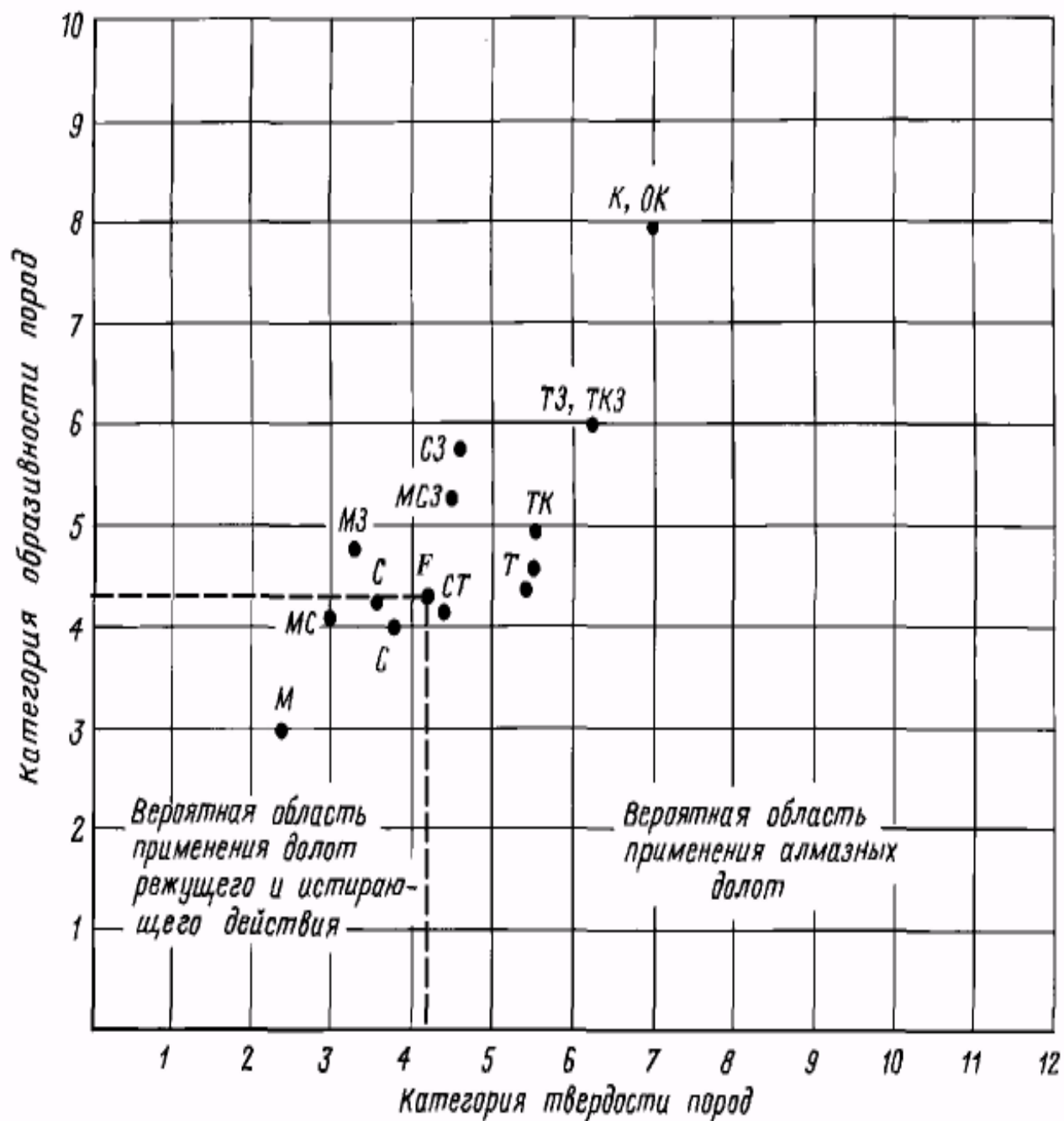


Рисунок 9 – Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

Если нанесенные точки с координатами $(\bar{T}, \bar{A})$ 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», приведена также в таблице 7 [2].

Таблица 7 – Область рационального применения 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
1	2	3	4	5	6	7
М	4-5	7	8	10	Мягкие $\bar{T}$ =2,4; $\bar{A}$ =3,9	Глины плотные известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдистые с прослоями песков, алевролитов и песчаников, рыхлых мергелей, известняков, иногда аргиллитов.
МЗ	4-5	7	8	10	Мягкие абразивные $\bar{T}$ =3,2; $\bar{A}$	1. Чередование аргиллитов известковистых, местами окремнелых, алевролитов,

					=4,9	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 разнозернистых песчаников, глин и алевролитов.
МС	4	5	5-6	7	Мягкие с пропластками средней твердости $\bar{T}$ =3,0; $\bar{A}$ =4,0	Глины, аргиллиты с прослоями песчаников, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов глинистых и известняков.
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 $\bar{T}$ =4,2; $\bar{A}$ =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 долотомизированные, с прослоями глин, аргиллитов и песчаников.
СТ	3	3	4-5	5	Средней твердости с пропластка- ми твердых $\bar{T}$ =4,5; $\bar{A}$	1. Известняки и доломиты неравномерно глинистые, участками окремнелые, доломиты часто

					=4,0	известковистые. 2. Переслаивание глин алевролитых, 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.
ТЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные $\bar{T}$ =6,2; $\bar{A}$ =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, андезито-базальты.
ТК	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые с пропластками крепких $\bar{T}$ =5,9; $\bar{A}$ =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 $\bar{T}$ =6,2; $\bar{A}$ =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, андезито-базальты.
К	0,5	1,0	1,0	1,5	Крепкие $\bar{T}$ =7,3; $\bar{A}$ =7,8	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито-базальты. 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 $\bar{T}$ =8; $\bar{A}$ =8	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито-базальты. 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 по лабораторной работе

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6

Установки вращательного шнекового бурения

Цель: ознакомиться с основными элементами бурильной колонны.

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

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 соответственно труба ВК и НК.

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 8 – Типы бурильных замков

Обозначение	Наименование	Область применения
-------------	--------------	--------------------

типов		
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 5,9–6,3м;
2. Трубы всех диаметров длиной 8,0–8,6м;
3. Трубы всех диаметров длиной 11,9–12,5м.

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:

ТБ – с внутренними концевыми утолщениями;

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 вертлюгу, 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 по лабораторной работе

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7

Назначение, цели и виды вращательного бурения

Цель: изучение метода определения плотности промывочной жидкости с помощью ареометра АГ–3ПП, метода определения условной вязкости промывочной жидкости с помощью вискозиметра СПВ–5, изучение метода определения фильтрации промывочной жидкости на приборе ВМ–6.

Знания и умения: определять плотность промывочной жидкости с помощью ареометра АГ–3ПП, условную вязкость промывочной жидкости с помощью вискозиметра СПВ–5, определять фильтрацию промывочной жидкости на приборе ВМ–6.

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 ведра служит пробоотборником для раствора.

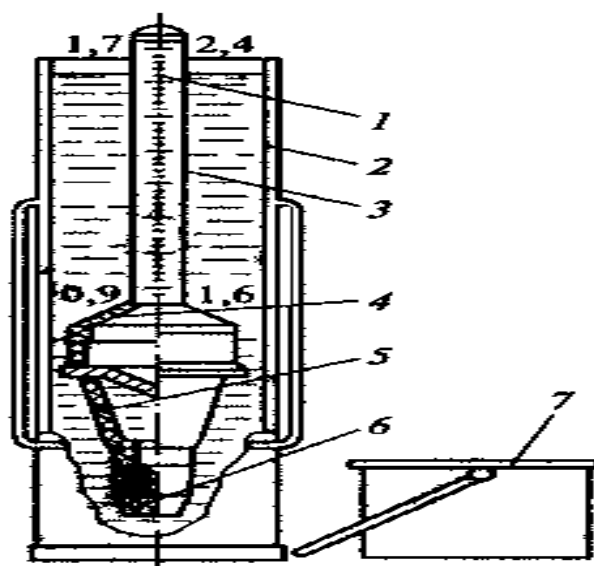


Рисунок 10 – Ареометр АГ–ЗПП

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.

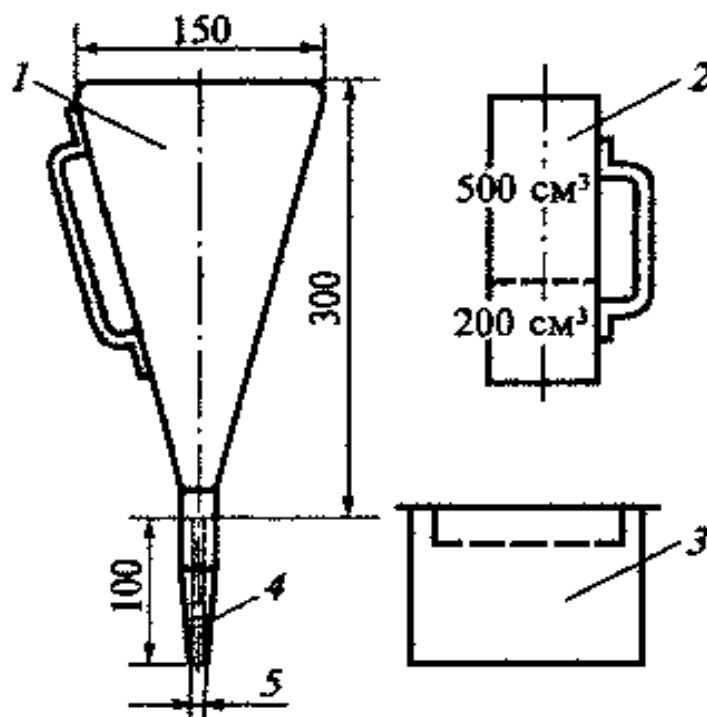


Рисунок 11 – Вискозиметр СПВ-5

Показатель фильтрации Φ , см^3 – 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). 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 после определения показателя фильтрации в нижней части цилиндра имеется отверстие, перекрываемое иглой 8. Фильтрат собирается в чашке 1, установленной в нижней части кронштейна 2.

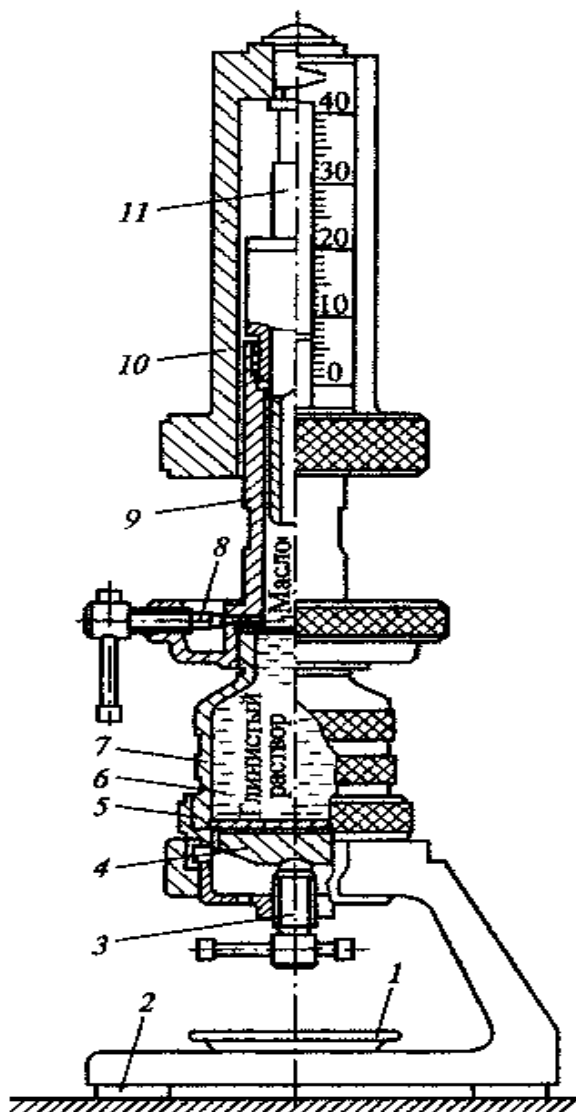


Рисунок 12 – Прибор ВМ–6

Аппаратура и материалы

1. Ареометр АГ–3ПП с ведром.
2. Технические весы.
3. Лабораторная мешалка.
4. Воронка СПВ–5 с сеткой.
5. Кружка объёмом 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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.

2. Допуск к приборам студентов, выполняющих лабораторную работу, 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 поплавок 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 поплавок 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. Объём – 200 плюс 500 см³.

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

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 заготовленный 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 табл. 9.
- делается вывод о соответствии измеренной плотности, условной вязкости и фильтрации заданному значению.

Таблица 9 – Результаты определения плотности

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

Вопросы по лабораторной работе

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?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

Буровые установки для геолого-разведочного бурения скважин на нефть и газ

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

Знания и умения: методы определения статического напряжения сдвига, структурной вязкости и динамического напряжения сдвига промывочной жидкости.

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.

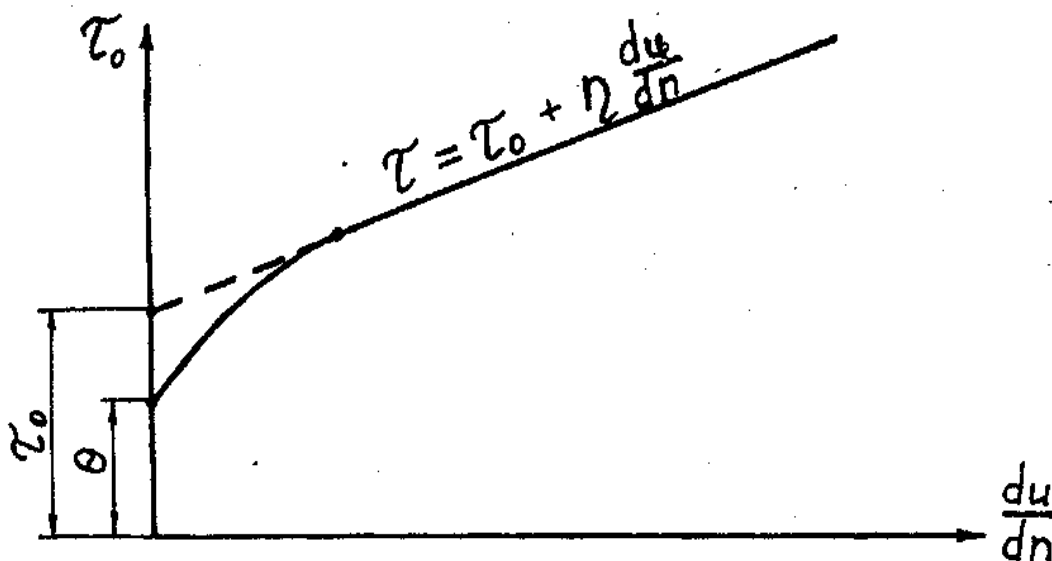


Рисунок 13 – Кривая зависимость напряжения сдвига от градиента изменения скорости сдвига:

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

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

Для определения структурной вязкости и ДНС используется ротационный вискозиметр ВСН-3 (рис. 14), который состоит из следующих частей: корпуса 9,

измерительного механизма, который включает наружный цилиндр (ротор) 3, внутренний цилиндр (боб) 4, измерительную шкалу 6, пружину 7, синхронные двигатели (СД-54 и СД-2) 8. На телескопический столик 1 ставится стакан 2 с буровым раствором. На приборе также имеется смотровое стекло 5, переключатель скоростей II и выключатель 10.

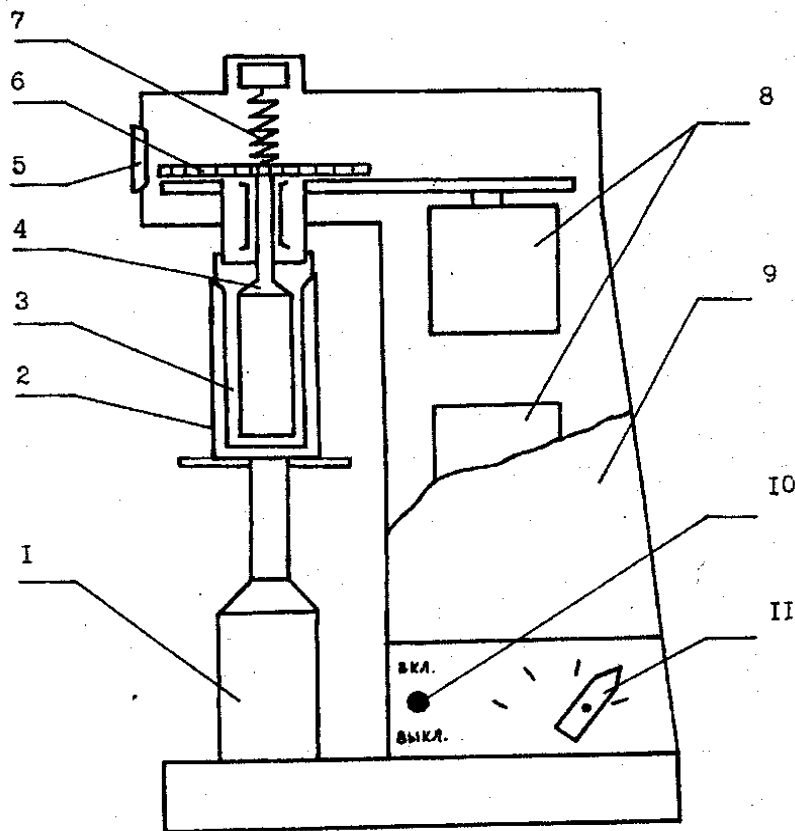


Рисунок 14 – Ротационный вискозиметр ВСН-3

Статическое напряжение сдвига определяется на приборе СНС-2 (рис. 15) состоит из измерительной части и привода, смонтированных на прямоугольной плите. Стакан 7, установленный на вращающемся столике 5, и внутренний цилиндр 3, подвешенный на стойке 4 с помощью стальной проволоки 1, которая защищена металлической трубкой 8, составляют измерительную часть. На стойке укреплен кронштейн с риской указателя 2. В зависимости от толщины нити имеют номера от 1 до 6. В верхней части трубки установлен градуированный диск 9 со шкалой, с ценой делений, равной 1° . Диск жестко связан с внутренним (подвесным) цилиндром 3.

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

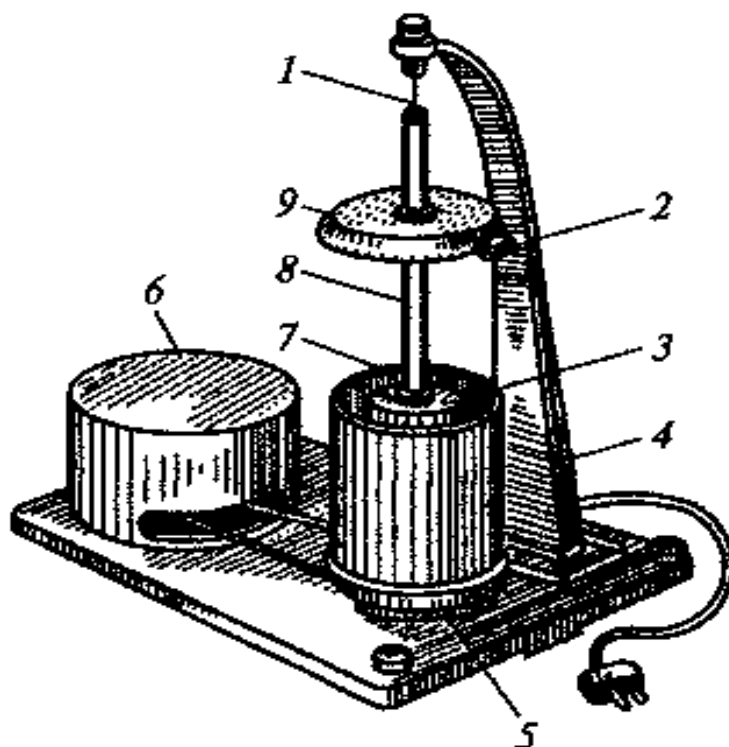


Рисунок 15 – Прибор СНС-2

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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам студентов, выполняющих лабораторную работу, 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 см^3 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 $40 - 50^\circ$, 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 $40 - 50^\circ$ 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.

$$\theta = A \varphi.$$

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.

Таблица 10 – Запись опытных данных

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

5. Определяют искомые величины:

Пластическая вязкость $\eta = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{n_2 - n_1} \cdot A$, 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 табл. 11.
- делается вывод о соответствии полученных реологических показателей промысловой жидкости проектным значениям.

Таблица 11 – Результаты определения реологических характеристик

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

Вопросы по лабораторной работе

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?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 9

Назначение и цели колонкового бурения

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: методы определения толщины корки существуют, принципы определения толщина корки по прибору Вика, методы определения стабильности промывочной жидкости, характеристика эффективности очистной системы, измерение содержания песка в растворе, определение содержания песка.

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 системы 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.

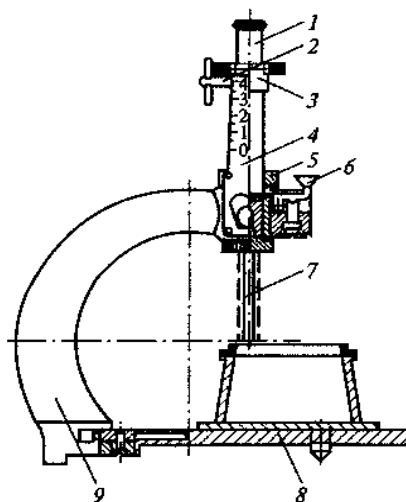
Теоретическая часть

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 измеряют с помощью линейки. Этим методом пользуются в полевых условиях.

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

Рисунок 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 10мм.

Аппаратура и материалы

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

Указания по технике безопасности

1. Лабораторная работа выполняется только после инструктажа по технике безопасности с обязательной росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам студентов, выполняющих лабораторную работу, осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Стеклопластинку 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 12.

Таблица 12 – *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_o , 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). Он состоит из цилиндра 1, ручки 2 и резиновой пробки 3.

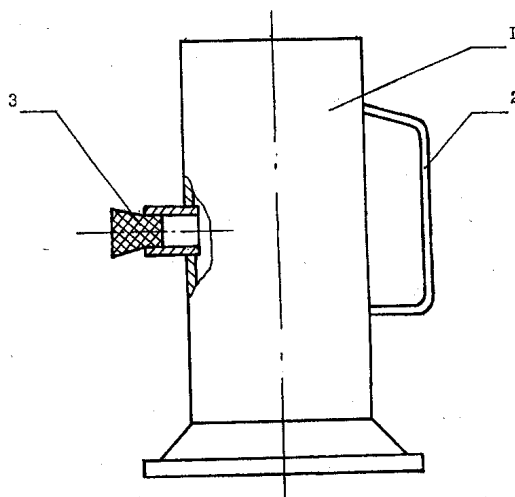


Рисунок 17 – Цилиндр стабильности ЦС–2

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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам студентов, выполняющих лабораторную работу, осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Приготовить промывочную жидкость. Влить пробу в цилиндр до края (720 см^3). 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. Закрыть отвод пробкой, тщательно перемешать оставшуюся в цилиндре нижнюю половину промывочной жидкости и определив ее плотность. Вымыть цилиндр и вытереть его насухо.

Показатель стабильности определяют по разности плотностей нижней и верхней половины раствора

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

где ρ_n и ρ_v — 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:

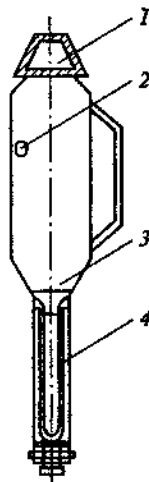
- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- методика и порядок выполнения работы;
- результаты работы должны быть занесены в отчет;
- делается вывод о стабильности раствора.

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).

Рисунок 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 росписью студентов в журнале по технике безопасности.
2. Допуск к приборам студентов, выполняющих лабораторную работу, осуществляется только в присутствии преподавателя.

Методика и порядок выполнения работы

Отстойник заполняется пресной водой примерно на половину, 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, провернув 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

$$C_{\text{п}} = 2V_{\text{o}} ,$$

где 2 — коэффициент для выражения результата, %;

V_{o} — 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 по лабораторной работе

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?

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы

по дисциплине

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.02 Прикладная геология

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы бакалавриата, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

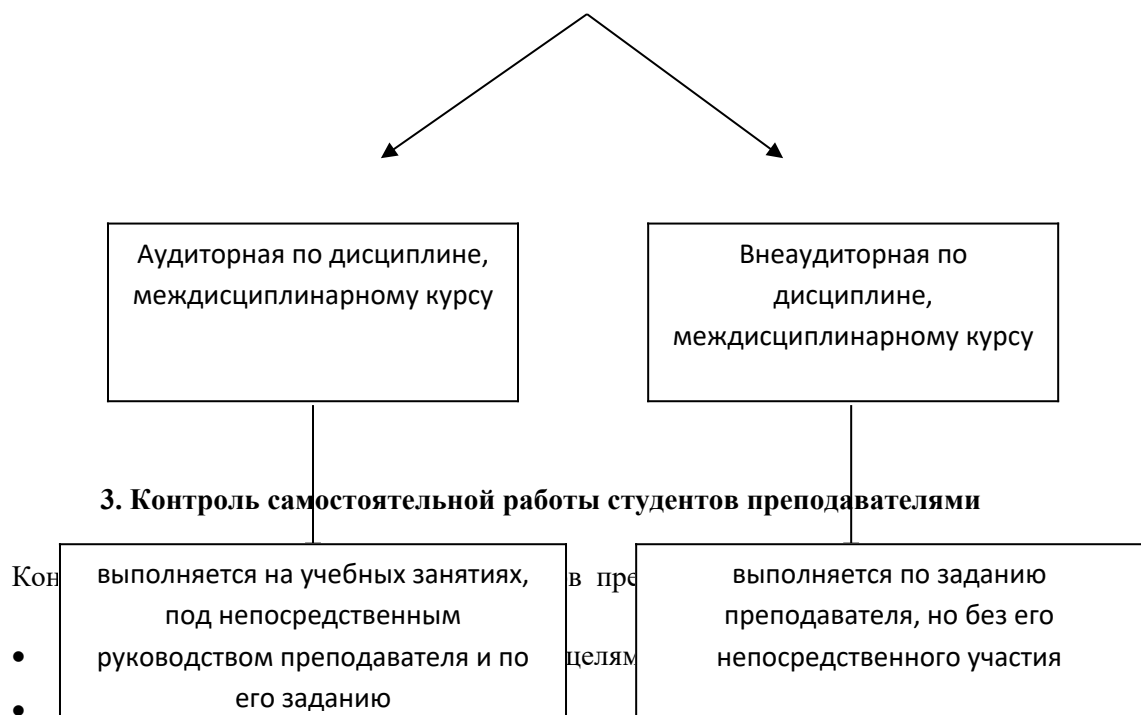
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



• валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);

- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Список рекомендуемой литературы

Основная

1. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 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./ Под ред. М. Г. Абрамсона, Т. Г. Агошашвили и др. РД–0148052-525-86. – 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.