

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ИГНД

\_\_\_\_\_ А.К. Мазуров  
« \_\_ » \_\_\_\_\_ 2010 г.

## **БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу  
«Бурение нефтяных и газовых скважин» для студентов,  
обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело»  
специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений»

Издательство  
Томского политехнического университета

**Нечаева Л.Н., Строкова Л.А.**

Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Бурение нефтяных и газовых скважин» для студентов, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело» специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Нечаева Л.Н., Строкова Л.А. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 48 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы  
к изданию методическим семинаром кафедры бурения скважин  
« 10 » ноября 2009 г.

Зав. кафедрой БС  
доктор технических наук

\_\_\_\_\_ *В.Д.Евсеев*

Председатель учебно-методической  
комиссии

\_\_\_\_\_ *Н.Г. Квеско*

© Нечаева Л.Н., Строкова Л.А., 2010  
© Томский политехнический университет, 2010  
© Оформление. Издательство Томского  
политехнического университета, 2010

## **Содержание**

Работа 1. Изучение физико-механических свойств горных пород.....	5
Работа 2. Породоразрушающий инструмент для бурения скважин .....	8
Работа 3. Изучение забойных буровых двигателей.....	15
Работа 4. Проектирование скважины .....	21
Работа 5. Определение основных свойств тампонажного раствора.....	25

### ***ВВЕДЕНИЕ***

Лабораторные работы курса «Бурение нефтяных и газовых скважин» выполняются на основе существующих стандартов, норм и правил, методических указаний, в соответствии с Государственным образовательным стандартом. В результате выполнения лабораторных работ студенты закрепляют теоретические знания и приобретают практические навыки в области бурения скважин на нефть и газ.

#### **ПРАВИЛА ОХРАНЫ ТРУДА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

Правила предназначены для студентов, выполняющих лабораторные работы.

Студенты допускаются к выполнению лабораторных работ только после прохождения инструктажа по охране труда на рабочих местах лаборатории. Запись о проведении инструктажа производится в журнале с обязательной подписью студентов и преподавателя, проводившего инструктаж.

Студент должен знать о расположении в лаборатории средств пожаротушения, распределительного электрощита, мест включения (отключения) вентиляции и электрооборудования, медицинской аптечки и средств индивидуальной защиты.

Студенты несут ответственность за нарушение правил охраны труда.

#### **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ДО НАЧАЛА РАБОТЫ**

К выполнению лабораторных работ допускаются студенты, предварительно подготовленные к работе и ознакомленные с ее содержанием.

До начала работы необходимо убрать с рабочего места посторонние предметы и не используемые в работе приборы и реактивы.

Проверить свободу доступа к распределительному щиту, средствам пожаротушения, наличие и исправность индивидуальных средств защиты.

Не загромождать рабочее место не нужными предметами (сумками, папками, пакетами).

#### **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ**

Выполнять следует только ту работу, которая предусмотрена заданием преподавателя.

Во время выполнения работы необходимо соблюдать следующие основные правила.

1. Любые работы в лаборатории следует выполнять точно, аккуратно.
2. Не оставлять без присмотра работающие установки, включенные электронагревательные и электроизмерительные приборы.
3. Не пользоваться реактивами без этикеток или с неясными надписями на них.
4. Набирать кислоты, щелочи и ядовитые жидкости только пипеткой с грушей.
5. Во избежание попадания брызг кипящих жидкостей нельзя наклоняться над сосудом.

6. Растворы кислот, щелочей, ядовитых жидкостей сливать только в специальную посуду, которая находится в вытяжном шкафу.
7. После употребления реактива банку или склянку немедленно закрыть пробкой и поставить на место этикеткой наружу.
8. Тампонажные растворы и некоторые химические реагенты для их обработки обладают свойствами, раздражающими кожу и слизистые оболочки. Поэтому при работе с ними требуется обязательное использование противопыльной спецодежды, респираторов или марлевых повязок. В условиях лаборатории, где используются небольшие количества тампонажных материалов, необходимости применять респираторы и марлевые повязки нет. Разрешается выполнять работу в халатах или фартуках из плотной ткани. Цемент, глину, химреагенты не следует брать руками, используйте для этого совки. Рассыпание цемента, глины и химреагентов не допускается.
9. Запрещается сливать остатки тампонажных растворов в канализацию, это может привести к ее засорению и нарушению санитарного режима помещения лаборатории.

### ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

О любых неисправностях оборудования или отклонениях от нормального хода анализа немедленно сообщить преподавателю.

При восплавлении летучих жидкостей необходимо их засыпать песком.

При несчастном случае (любой травме) оказать пострадавшему помощь и сообщить преподавателю.

### ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПО ОКОНЧАНИИ РАБОТЫ

Выключить электропитание всех приборов.

Навести порядок на рабочем месте.

Использованные растворы и другие вещества слить или разместить в установленном месте по указанию преподавателя. Остатки тампонажных растворов следует собирать в ведро или другую посуду, а затем выносить в специально отведенное место для их захоронения.

Вся лабораторная посуда после работы должна быть тщательно промыта с содой. Приборы и приспособления очищаются и протираются насухо.

Тщательно вымыть руки.

В обязанность дежурных также входит контроль за состоянием рабочих мест и сдача их после окончания занятий преподавателю или учебному лаборанту.

### ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ЛАБОРАТОРНЫМ РАБОТАМ

Приведенные лабораторные работы рассчитаны на двухчасовые занятия в аудитории подготовленных студентов. Для выполнения лабораторных работ студентам выдаются необходимые методические указания и в случае необходимости дополнительные справочные и нормативные материалы, техническая документация на приборы.

До начала выполнения работы студенты предоставляют преподавателю установленной формы отчет с частью предварительно выполненного анализа, а именно п.1,2,3 (см. форму отчета) и рабочую тетрадь, в которую заносятся все цифровые данные и все вычисления, сделанные в процессе работы.

Студенты, допускаются к выполнению работы после проверки знаний в объеме тщательно подготовившие задание, контрольных вопросов к работе.

В процессе работы студенты оформляют последующие части отчета (заполнение таблиц, необходимые расчеты, выводы). Состав и содержание отчета приведены к каждой работе. Полностью оформленный отчет представляется преподавателю на проверку и защиту выполненной работы.

#### О Т Ч Е Т П О Л А Б О Р А Т О Р Н О Й Р А Б О Т Е (указываются тема работы и номер задания)

1. Цель и задачи работы.
2. Краткое описание методики исследования, принципов измерения.
3. Таблицы для занесения результатов исследований.
4. Расчеты и графики.
5. Выводы по работе.

Руководство работами осуществляет преподаватель. При необходимости он может изменять объем и содержание работы, уточняет цель и порядок исследований, демонстрирует при необходимости работу установок, приборов или проведение отдельных этапов работы, напоминает основные требования безопасности и другие необходимые сведения.

### **Работа 1. Изучение физико-механических свойств горных пород**

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** изучение буримости горных пород, т.е. способности породы сопротивляться проникновению в нее породоразрушающего инструмента в процессе бурения.

**ЗАДАНИЕ:**

1. Изучить конструкцию прибора по определению коэффициента динамической прочности.
2. Освоить определение категорий горных пород по буримости по методу ЦНИГРИ.
3. Составить описание горной породы с выводом об ожидаемой буримости горной породы и рекомендацией по выбору наиболее оптимального породоразрушающего инструмента.

**ПРИБОРЫ И МАТЕРИАЛЫ:** образец горной породы, прибор ПОК.

**ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ**

Буримость горных пород является функцией многих переменных, зависящей от природных, технологических и технических факторов, что в значительной степени затрудняет однозначное ее определение. Существующие объективные методы определения буримости горных пород, следующие:

1. Метод ЦНИГРИ - определение категорий горных пород по буримости на основе их абразивности и динамической прочности в объединенном выражении.
2. Метод ВИТР - определение категорий горных пород по буримости с помощью прибора ВИТР - ОТ (определитель буримости горных пород).
3. Метод определения фактической буримости горных пород путем опытного бурения и характеризуется механической скоростью бурения – значением углубления скважины за единицу времени.

Первые два метода являются лабораторными и базируются на установлении некоторых физико-механических свойств горных пород.

Буримость зависит не только от свойств разрушаемой породы, но и от способа бурения, типа и качества породоразрушающего инструмента, глубины скважины, режимов работы забойного инструмента.

В ЦНИГРИ (Н.И.Любимов) разработана шкала для определения категории пород по буримости по значению так называемого объединенного показателя  $\rho_m$ , учитывающего влияние прочностных и абразивных свойств пород на механическую скорость бурения:

$$\rho_m = 3 F_g^{0,8} \cdot K_{абр},$$

где  $F_g$  – коэффициент динамической прочности породы, определяемый на установке ПОК;  $K_{абр}$  – коэффициент абразивности, оцениваемый по методу Н.И.Любимова на ПОАК – 2М.

#### Шкала для определения категории горных пород по буримости (ЦНИГРИ)

Категория пород по буримости	Объединенный показатель, $\rho_m$	Твердость по штампу, $R_{ш}$ , МПа
I	-	0,005 – 0,025
II	-	0,025 – 0,125
III	2,0 – 3,0	0,125 – 0,625
IV	3,0 – 4,5	-
V	4,5 – 6,8	-
VI	6,8 – 10,1	-
VII	10,1 – 15,2	-
VIII	15,2 – 22,8	-
IX	22,8 – 34,2	-
X	34,2 – 51,2	-
XI	51,2 – 76,8	-
XII	76,8	-

Прибор ПОК конструкции ЦНИГРИ, состоит из следующих основных узлов:

- 1) трубного копра;
- 2) сита;
- 3) объемомера.

1. Трубный копер служит для размельчения испытуемых горных пород, состоит из стакана, в который закладываются куски испытуемой породы, трубы и гири с крючком, к которому прикрепляется ремень, служащий для подъема и сбрасывания гири;

2. Сито служит для просеивания измельченной породы и имеет сетку № 0,5;

3. Объемомер служит для замера объема просеянной сквозь сито породы; состоит из корпуса и поршня, на котором нанесена шкала от 0 до 150 мм с ценой деления 1 мм.

#### Техническая характеристика прибора ПОК

1. Высота сбрасывания гири, мм.....	600
2. Вес сбрасываемой гири, кгс.....	2,4
3. Число сбрасываний гири при обработке одной пробы ...	10
4. Объем отдельной пробы, см <sup>3</sup> . .....	15-20
5. Габариты трубного копра:	
высота, мм ... .....	750
диаметр, мм.....	88
вес, кгс .....	10,07
6. Размеры отверстий сетки сита, мм .....	0,5
7. Габариты сита:	
высота, мм .....	70

диаметр, мм .....	150
вес, кгс.....	0,582
8. Шкала объемомера, мм .....	0-150
9. Цена одного деления, мм .....	1
10. Габариты объемомера:	
высота, мм .....	205
диаметр, мм .....	30
вес, кгс.....	1,01

## ПОРЯДОК РАБОТЫ

Способ определения динамической прочности заключается в следующем:

- 1) испытуемый образец горной породы разбить на куски 1,5-2,0 см в поперечнике. Для измерения габаритов кусков необходимо пользоваться шаблоном;
- 2) из кусков набрать 5 проб объемом 15-20 см<sup>3</sup> каждая;
- 3) положить одну пробу в стакан и собрать трубный копер;
- 4) растолочь пробу десятикратным сбрасыванием гири;
- 5) все пять проб толченой породы сыпать в сито и просеять;
- 6) просеянный материал высыпать в цилиндр объемомера;
- 7) уплотнить сыпанный в цилиндр объемомера материал легким постукиванием цилиндра о стол;
- 8) опустить поршень объемомера в цилиндр;
- 9) сделать отсчет в мм по шкале, находящейся на поршне объемомера.

Коэффициент динамической прочности испытуемой породы определяется по следующей формуле

$$F_g = (20 \cdot n) / l, \quad (1)$$

где  $F_g$  - коэффициент динамической прочности;

$n$  - число сбрасываний гири ( $n=10$ );

$l$  - высота столбика раздробленной породы (отсчет по объемомеру), мм.

20 – эмпирический коэффициент пропорциональности.

Выполненные замеры коэффициента динамической прочности внести в таблицу, определить среднее значение и ошибку ее определения при заданной надежности.

Таблица 1.

№ п/п	Число ударов, $n$	Замер по объемомеру, $l$	Динамическая прочность, $F_g$	Отклонение от среднего значения $\Delta_i = (F_g)_i - (F_g)_{cp}$

### Вопросы:

1. Что понимают под определением буримости?
2. От чего зависит буримость?
3. Что понимают под объединенным показателем?
4. Сколько категорий горных пород по буримости?
5. Из чего состоит прибор ПОК?

## Работа 2. Породоразрушающий инструмент для бурения скважин

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: Изучение конструктивных особенностей и назначений породоразрушающего инструмента.

МАТЕРИАЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ: натурные образцы долот, плакаты.

ЗАДАНИЕ:

1. Ознакомиться с теоретическим блоком методических изданий.
2. Пользуясь информацией теоретической части сделать необходимые эскизы с указанием всех деталей.
3. Рассмотреть натуральные образцы долот.
4. По результатам осмотра сделать необходимые замеры и записать маркировку долота. Результаты осмотра долота занести в таблицу.

1.	Наружный диаметр, мм	
2.	Число лопастей или шарошек	
3.	Тип долота	
4.	Шифр долота	

5. Ответить на вопросы.

### ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Порода на забое скважины разрушается за счет сил вызывающих деформацию определенного вида: смятие, раздавливание, резание, скалывание, дробление.

По принципу взаимодействия с горной породой все породоразрушающие инструменты (ПРИ) делят на четыре группы: *режущие – скалывающие, режущие – истирающие, истирающие и дробящие – скалывающие.*

Возможность применения той или иной группы инструмента обусловлено твердостью породы. Это нашло отражение в классификации инструмента по типам.

Категория твердости пород (по штампу)	1; 2; 3	4; 5	6; 7	8; 9	10; 11; 12
Тип инструмента	М	С	Т	К	ОК

По назначению ПРИ подразделяется на три группы:

- 1) Для бурения со сплошным разрушением породы на забое скважины – *долота.*
- 2) Для бурения с кольцевым разрушением породы на забое, с оставлением в центре ненарушенных образцов породы (керн) – *бурильные головки.*
- 3) Для специальных работ расширения, выравнивания стенок скважины, разрушения металла на забое и прорезания «окон» в стенках обсадных труб при зарезки дополнительных стволов – *долота специального назначения.*

### 1. БУРОВЫЕ ДОЛОТА

#### а) Шарошечные долота

Ими ежегодно выполняется 90 – 95 % объема проходки в нашей стране и за рубежом. При бурении нефтяных и газовых скважин применяют шарошечные долота диаметром от 165,1 до 508 мм, для бурения в породах различных механических и абразивных свойств. В зависимости от числа рабочих органов шарошечные долота бывают: *одно-, двух-, трех-, четырех- и многошарошечные.* Наибольшее распространение получили *трехшарошечные*



*долота*. При вращении долота по часовой стрелке шарошки, перекатываясь по забою против часовой стрелке, совершают сложное вращательное движение. В результате породоразрушающие элементы шарошек наносят удары по породе, дробя и скалывая ее. Поэтому шарошечные долота по принципу разрушения породы относят к долотам дробяще-скалывающего действия.

*Шарошка* – основной породоразрушающий орган выполненный в виде конуса, сферы или диска. Каждая шарошка закрепляется на цапфах лап с помощью трех подшипников (замкового, большого и малого). Кроме опоры шарошек цапфа служит для восприятия радиальной и осевой составляющей нагрузки действующих на шарошку. В долотах используются подшипники качения и подшипники скольжения.

Основной объем шарошек в стране выпускается АО «Уралбурмаш» и АО «Волгабурмаш». Долота выпускаются двух типов: одно- и трехшарошечные диаметром от 76 до 444,5 мм с фрезерованными зубьями, наплавленные зерновым твердым сплавом (для малоабразивных пород) и с твердосплавными вставками (для абразивных пород).

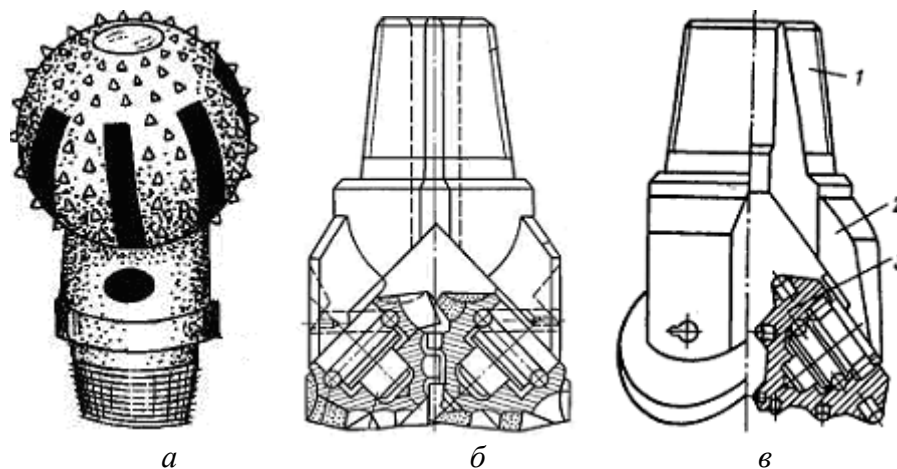


Рис.2.1. Шарошечные долота: а) одно-, б) двух-, в) трехшарошечные.  
1- корпус с резьбовой головкой; 2 – лапа с опорой; 3 - шарошка

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов долота выпускаются:

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

Сменные гидромониторные насадки изготавливаются диаметром от 6,4 до 22,2 мм.

Эффективность удаления шлама с забоя зависит от степени приближения к нему выходного отверстия промывочного канала

**Пример** условного обозначения шарошечных долот: **215,9 МЗ – ГВ – 4.**

215,9 – диаметр долота, мм;

МЗ – для мягких абразивных пород;

Г – гидромониторная боковая промывка;

В – только подшипники скольжения в опоре шарошек;

4 – номер заводской модели.

#### б) Лопастные долота

Лопастные долота по характеру разрушения породы выпускаются двух групп:

а) *режущее – скалывающего действия* (РС) двух типов (М и МС) для разбуривания рыхлых и слабосцементированных обломочных пород и  
 б) *истирающего действия* (ИР) также двух типов (МСЗ и С) для разбуривания соответственно мягких абразивных пород (слабосцементированные песчаники и алевролиты) и средних по твердости пород (аргиллиты, глинистые сланцы, гипсы)

*Долото* (рис.2.2) состоит из корпуса, в верхней конической части которого нарезана наружная присоединительная резьба. К корпусу приварены лопасти (две или три) со сплошной (РС) и гребенчатой (ИС) режущими кромками, лопасти выполнены слегка наклонными в сторону вращения.

Долота типа М характеризуется армированием режущих кромок зерновым твердым сплавом с последующим покрытием лопастей чугуном.

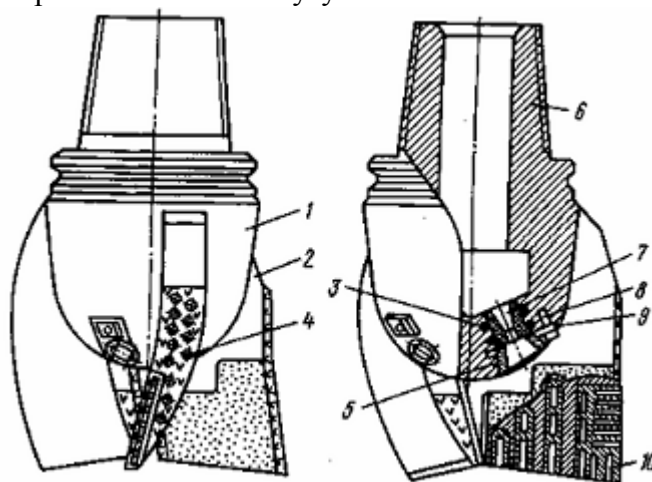


Рис. 2.2. Трехлопастное долото типов М(а) и МС(б): 1 корпус; 2 – лопасти; 3 – уплотнительные кольца; 4 – твердосплавные штыри; 5- байонетная шайба; 6 - присоединительная резьба; 7 – сопло; 8 – болт; 9 – стопорная шайба; 10 – пластины.

Армирование режущих кромок износостойким материалом принято называть **вооружением долота**. Боковая поверхность долот армируется твердосплавными штырями. Долота типа МС армируются твердосплавными пластинами, а лопастные – зернистым твердым сплавом. По конструкции промывочного устройства выпускаются двух видов со специальными соплами (струйными или гидромониторными) и без сопел, число сопел равно числу лопастей.

*Твердосплавные долота разновидности ИСМ* изготавливаются только для пород типа М, МС, С отличаются от ЗЛ формой и армировкой режущей поверхности сверхтвердым материалом «славутичем». Аббревиатура ИСМ расшифровывается как Институт сверхтвердых материалов. Долота ИСМ разрушают горную породу по принципу резания и истирания.

Сопла промывочных каналов изготовлены из твердого сплава и рассчитаны на истечения промывочной жидкости со скоростью 90 – 120 м/с. Пример обозначения: **ИСМ 188 РГ – 10**, где ИСМ тип долота, 188 – наружный диаметр, мм, Р – режущие, Г – гидромониторная насадка, 10 – порядковый номер конструкции.

### в) *Алмазные долота*

В связи с невозможностью разрушения пород всех групп прочности, лопастные и алмазные долота имеют ограниченное применение, ими выполняется 5 – 10% объема всей проходки в стране.

Предназначены для разрушения резанием (микрорезанием) и истиранием неабразивных пород средней твердости и твердых. *Алмазное долото* (рис.2.5) состоит стального корпуса с присоединительной замковой резьбой и фасонной алмазонасушей

матрицы. Матрицу изготавливают методом порошковой металлургии путем прессования и спекание смеси зерен алмазов (природных или синтетических) и порошкообразного вольфрама – кобальта и меди.

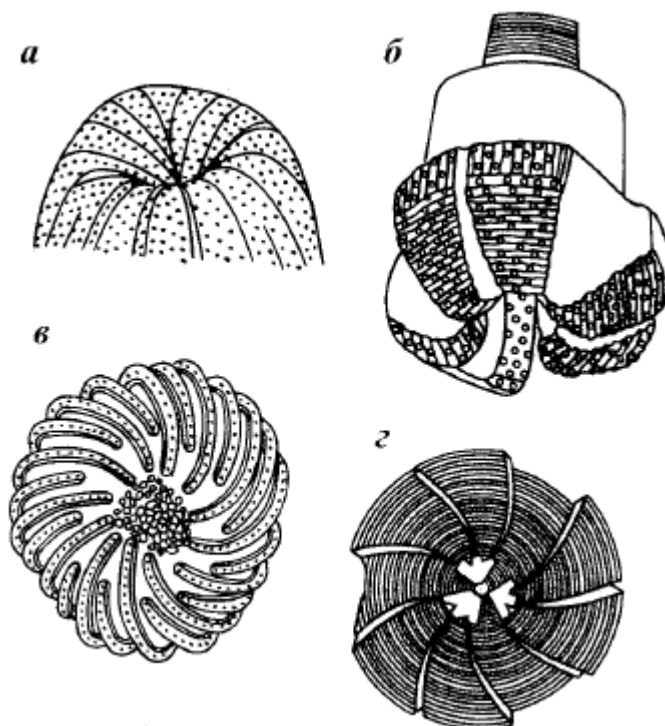


Рис. 2.3. Алмазные долота:  
*а* – однослойное радиальное биконическое долото М311; *б* – ступенчатое; *в* – спиральное ТВ573; *г* – импрегнированное ТВ54

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: *однослойные и многослойные* (импрегнированные). По форме и направлению пазов, промывочных каналов и всей рабочей части выделяют три разновидности алмазных долот: *радиальную, ступенчатую и спиральную*.

Размеры алмазных долот по диаметру, как правило, на 2 мм меньше диаметра шарошечных и лопастных во избежание их заклинивания в связи уменьшением диаметра ствола скважины из – за их износа до диаметра.

Применение алмазных долот требует интенсивной промывки, так как при сильном трении алмазы могут графитизироваться.

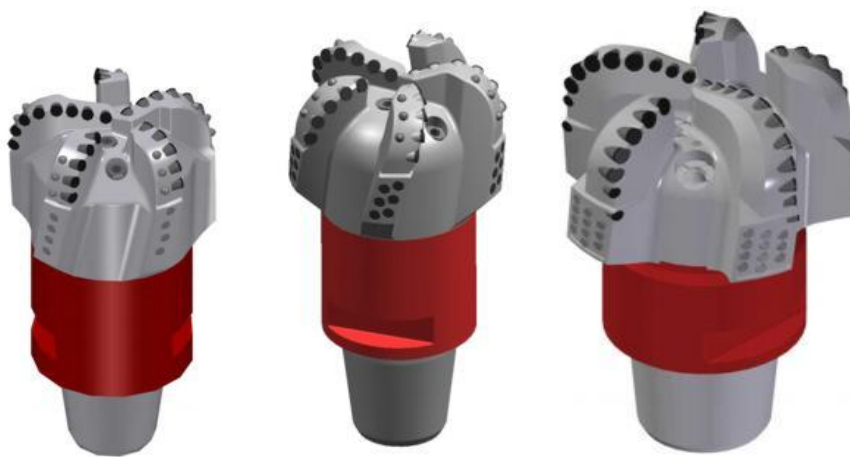
Алмазные долота целесообразно использовать на больших глубинах (более 3000 м), так как они обеспечивают высокую проходку на долото, что сокращает затраты на спуско-подъемные операции связанные со сменой долота.

Условное обозначение **ДК 188 М6**. Буква Д – долото алмазное, К – разновидность долота (со ступенчатым профилем), 188 – номинальный диаметр долота в мм; М – тип долота; 6 – порядковый номер модификации.

### ***г) Долота нового поколения PDC***

Эти долота были разработаны для бурения мягких и средних по твердости горных пород. В средних породах эти долота демонстрируют скорости проходки, существенно превышающие аналогичные скорости при использовании других долот. Это достигается за счёт режущего механизма разрушения у долот PDC.

**Долота с резцами PDC** отличает большая долговечность в связи с отсутствием в их конструкции движущихся частей, которые могут быстро изнашиваться.



**215,9 FD 355 A16    215,9 FD 355 A20    295,3 FD 257M A27**

Рис. 2.4. PDC долота ОАО «Волгабурмаш», наиболее часто применяемые при бурении скважин в Западной Сибири

Долото с резцами PDC условно можно разделить на три главные части: корпус: корончатое кольцо и матрица; вооружение; нерабочая часть (рис. 2.5).

Каждая из главных частей состоит, в свою очередь, еще из нескольких компонентов. Все долота имеют одинаковые основные компоненты, различаясь по типам вооружения и гидравлики.

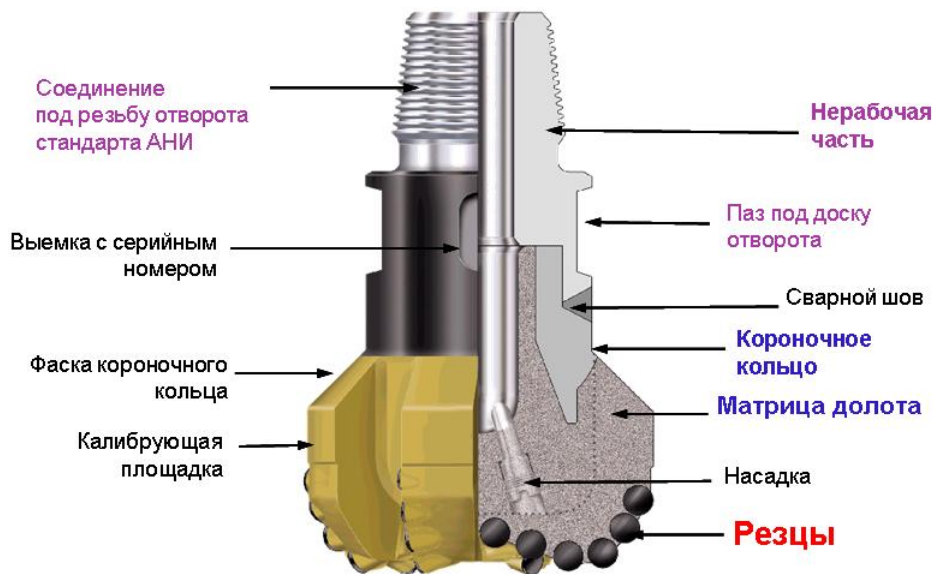


Рис. 2.5. Строение долота с резцами из поликристаллического алмаза (PDC)

*Корпус долот PDC.* Матрицы долот изготавливают из литого сплава карбида вольфрама. Порошкообразный сплав карбида вольфрама соединяют с никелемедным сплавом – литейным крепителем. Сплав карбида вольфрама применяется из-за его высокой износостойкости и прочности.

*Корончатое кольцо* – это “скелет” корпуса долота, выполненный из относительно мягкой стали. Вокруг кольца отливают карбид-вольфрамовую матрицу. Корончатое кольцо используется и для последующего присоединения нерабочей части долота.

*Нерабочая часть долота* включает резьбовое соединение для присоединения долота к бурильной колонне, место установки доски отворота, и места указания серийного номера долота. Нерабочая часть долота изготавливается из высоколегированной термически обработанной стали. При креплении нерабочая часть долота приваривается к корончатому кольцу.

## 2. БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Бурильные головки предназначены для разрушения горных пород кольцевым забоем с целью получения в их центральной части ненарушенных образцов горных пород (керна) при бурении разведочных скважин на нефть и газ. КERN служит основным материалом для прямого изучения физико-механических свойств пород и коллекторов.

Особенностями кольцевого разрушения является одновременная калибровка двух цилиндрических поверхностей (стенки скважины и керна) и предохранение керна от размыва промывочной жидкостью. По виду вооружения бурильные головки подразделяются на: **лопастные, фрезерные, алмазные и шарошечные**. Область их применения в зависимости от крепости пород аналогична долотам. Конструкции бурильных головок приведены на рис. 2.4.

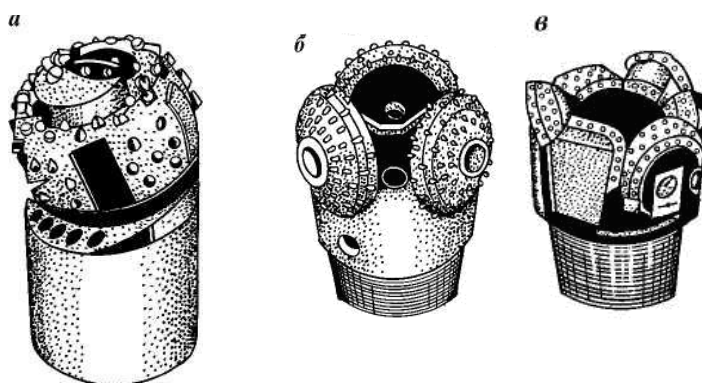


Рис. 2.4. Бурильные головки: а) одношарошечная; б) трехшарошечная; в) шестишарошечная

Лопастные бурильные головки просты по конструкции и изготовлению, работают в режиме резания и обеспечивают лучшую сохранность керна. Недостатком является узкая область применения, возможность уменьшения диаметра скважины. Алмазные бурильные головки, так же как и алмазные долота выпускаются с природными и искусственными алмазами однослойные и импрегнированные. Более широкое распространение получили шарошечные бурильные головки, в меньшей степени подверженные боковому износу, имеющие невысокую стоимость по сравнению с алмазными и лопастными, и охватывающие весь диапазон разбуриваемых пород. По числу шарошек они могут быть трех-, четырех-, восьмишарошечные.

## 3. БУРИЛЬНЫЕ ДОЛОТА СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Для выполнения вспомогательных, аварийных работ в скважине, а также для отбуривания дополнительного ствола из обсаженных скважин используется пикообразные, фрезерные и овальные долота.

Пикообразные долота изготавливаются на базе двухлопастного долота режущего действия двух типов: Ц – для разбуривания цементных пробок, обратных клапанов обсадных колонн и Р – для расширения ствола скважин. Выпускаются диаметром от 76 до 445 мм.

Пикообразное долото типа Р (рис.2.5) состоит из корпуса и лопасти, выполненный в виде пики. Режущая поверхность лопасти армируется твердосплавными пластинами, на боковых поверхностях устанавливаются калибрующие зубки.

Фрезерные долота служат для разбуривания оставшихся на забое деталей шарошечных долот или иных металлических предметов. Долото состоит из монолитного удлиненного корпуса, торцевая поверхность которого армирована твердосплавными зубками. Для промывки используется один или несколько каналов в корпусе долота.

Для создания щелевидного выреза «окна» в обсадной колонне при отбуривания дополнительного ствола используются фрезеры - райберы. Фрезер – райбер представляет собой массивный корпус в форме усеченного конуса с центральным промывочным отверстием. Продольные фрезерованные зубья корпуса наплавлены или армированы твердым сплавом

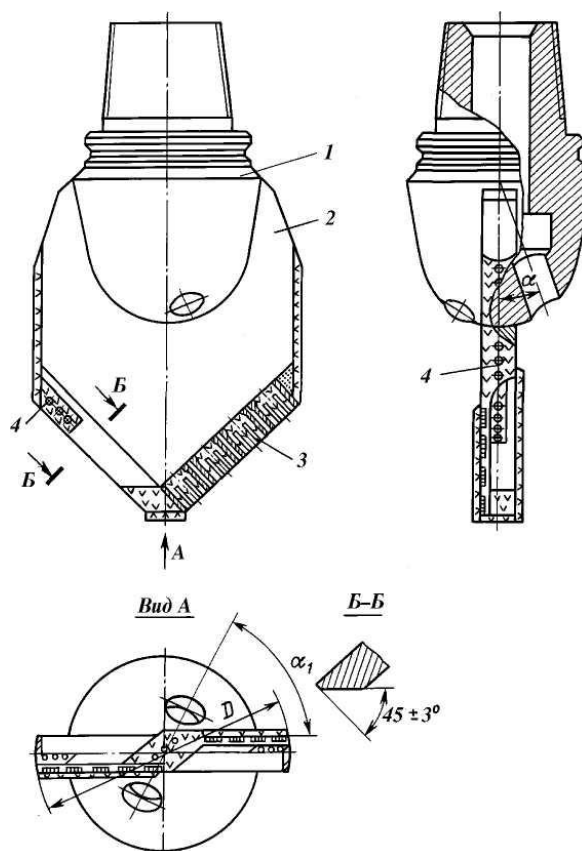


Рис. 2.5. Пикообразное долото типа Р:  
1 — корпус; 2 — лопасть; 3 — пластины; 4 — твердосплавные штыри

### Вопросы:

1. На сколько групп и какие делятся ПРИ по принципу взаимодействия с горной породой?
2. По назначению ПРИ делятся на 3 группы. Какие?
3. Какой фактор наиболее оперативно позволяет управлять процессом бурения? И какие параметры режима работ ПРИ?
4. Область применения лопастных долот?
5. Основные конструкции лопастных долот (эскиз)?
6. Область применения алмазных долот?
7. Принципиальные отличия алмазных долот?
8. Преимущества шарошечных долот (ШД)?
9. Конструкция ШД (эскиз)?
10. Характеристики шарошек долот по конструкции опор?
11. От чего зависит эффективность удаления шлама с забоя?
12. Как ШД делятся по конструкции промывочных и продувочных каналов?
13. Предназначение бурильных головок?
14. Как подразделяются бурильные головки по виду вооружения?
15. Преимущества и недостатки лопастных бурильных головок?
16. Преимущества шарошечных бурильных головок?
17. Каким долотом разбуривают цементные пробки?
18. Область применения фрезерного долота, фрезера-райбера?



## **Работа 3. Изучение забойных буровых двигателей**

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: Изучение конструктивных особенностей забойных буровых двигателей.

МАТЕРИАЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ: плакаты

ЗАДАНИЕ:

1. Ознакомиться с теоретическим блоком методических изданий.
2. Зарисовать схему и описать устройство винтового забойного двигателя.
3. Зарисовать схему и описать устройство турбобура.
4. Зарисовать схему и описать устройство электробура.

**Вопросы и задания:**

1. Где установлен забойный двигатель?
2. Как подразделяются забойные двигатели по виду потребляемой энергии?
3. Что значит гидравлические забойные двигатели.
4. Преимущество винтового забойного двигателя.
5. Частота вращения винтового забойного двигателя.
6. Какова масса и длина винтового двигателя при различных диаметрах.
7. Принцип работы турбобура.
8. Влияние количества промывочной жидкости на характеристики турбобуров.
9. Турбобуры делятся: по числу секций на \_\_\_\_\_  
по назначению \_\_\_\_\_  
по конструкции \_\_\_\_\_
10. Условия их применения.
11. Отличительная особенность электробуров.
12. Преимущества электробуров.
13. Недостатки электробуров.

### **ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ**

При бурении скважин бурильная колонна вращается либо ротором, либо двигателями, расположенными в скважине – забойными двигателями. Они устанавливаются в скважине над долотом или в непосредственной к нему близости. Преимуществом их применения является отсутствие дополнительных затрат энергии на вращение бурильной колонны и трения ее о стенки скважины. Они незаменимы при бурении наклонно - направленных и горизонтальных скважин.

По виду потребляемой энергии они подразделяются на *гидравлические* (турбобуры и винтовые двигатели) и *электрические* – электробуры.

### **1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ**

*Гидравлическим двигателем принято называть машину, преобразующую энергию потока жидкости в механическую энергию ведомого звена (вала).*

По принципу действия различают гидравлические двигатели *объемного (гидростатического)* типа и *гидродинамического* типа. Первые из них называются – *винтовыми забойными двигателями*, вторые – *турбобурами*.

#### **1.1. Винтовые забойные двигатели**

Все выпускаемые в стране винтовые забойные двигатели выполнены по единой компоновочной схеме и имеют *неподвижный статор и планетарно - вращающийся ротор*.

На рис. 3.1 показана схема устройства винтового забойного двигателя. Двигатель состоит из трех основных узлов: секции двигателя, секции шпинделя, соединяемые между собой с помощью замковых резьб и клапана.

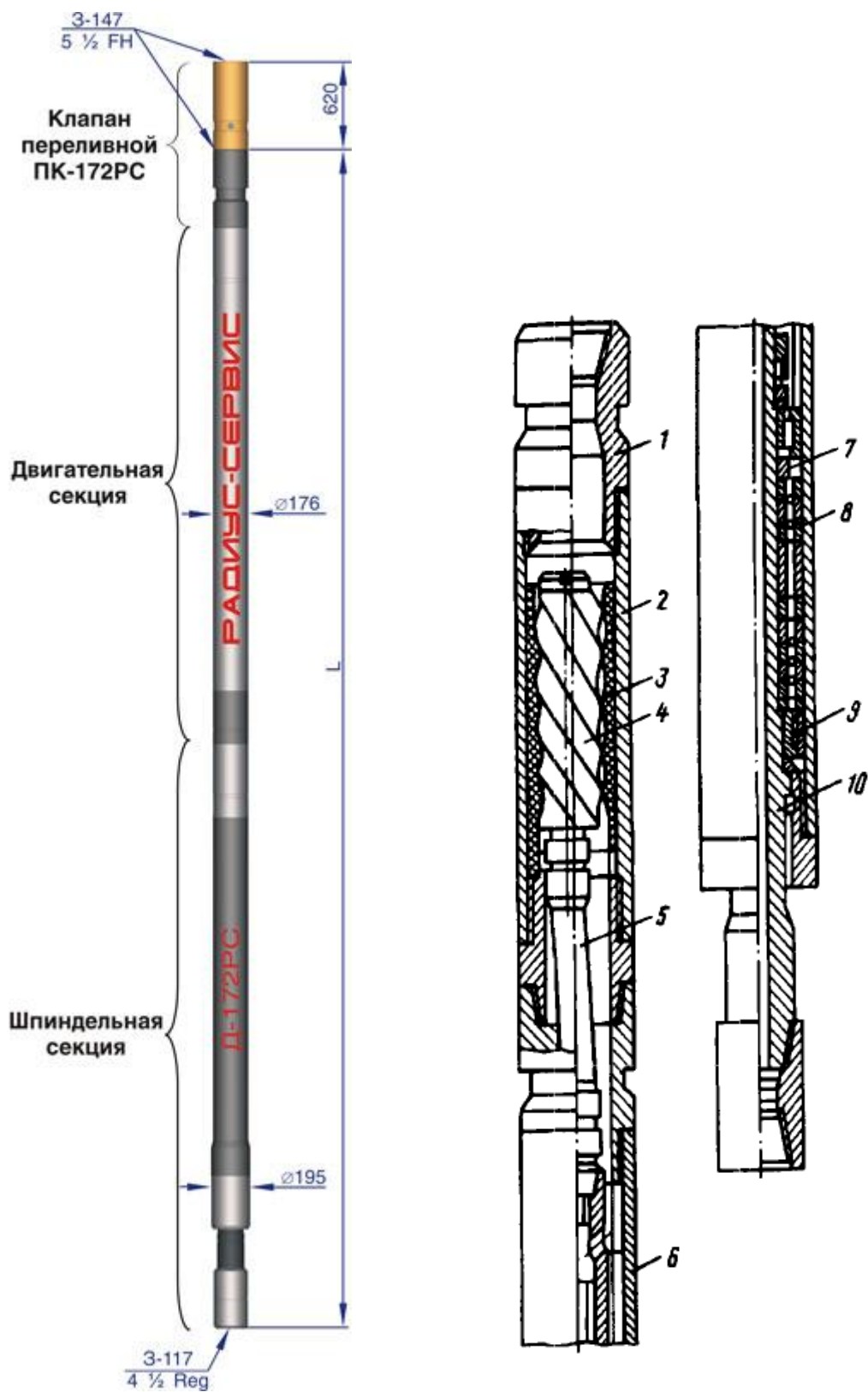


Рис. 3.1. Конструкция винтового двигателя Д2-172



Секция двигателя включает статор 3 и ротор 4, двухшарнирное соединение 5 и корпусные переводники 1. Ротор и статор представляют собой зубчатую пару с внутренним косозубым зацеплением с разницей в числе зубьев равной единице.

Статор имеет десять внутренних винтовых зубьев левого направления, выполненных из эластичной резины привулканизированный к металлическому корпусу двигателя.

Ротор представляет собой многозаходный винт и имеет девять наружных винтовых зубьев левого направления, выполненных из высоколегированной коррозионностойкой стали.

Ось ротора смещена относительно оси статора на величину половины высоты зубьев. Двухшарнирное соединение служит для передачи вращающего момента от оси ротора к шпинделю.

Шпиндель 6 является одним из важных узлов двигателя. Он передает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает гидравлическую нагрузку действующую на ротор. Полый вал шпинделя крепится в корпусе с помощью многорядного радиально-упорного подшипника 8 и радиальной резинометаллической опорой 9.

Принцип работы двигателя следующий. При подачи промывочной жидкости внутрь двигателя в каждом поперечном сечении статор-ротор возникает неуравновешенная радиальная сила, действующая на ротор.

При вращении ротора между зубьями ротора и статора образуется ряд полостей. Полости, связанные с областями высокого и низкого давления называются камерами, а замкнутые полости – шлюзами. Каждая камера по мере вращения ротора периодически связывается с полостями низкого и высокого давления и в каждый заданный момент времени является шлюзом.

Как правило, паспортные данные гидромашин соответствуют оптимальному режиму, соответствующему максимальному к.п.д..

Режим максимальной мощности называется *эффективным*.

Опыт промышленной эксплуатации показал, что винтовые двигатели могут эффективно использоваться со всеми видами промывочных жидкостей. Плотность и вязкость промывочной жидкости не оказывает существенное влияние на работоспособность двигателя.

Серийно выпускаются винтовые двигатели Д1-195, Д2-172М, Д-85, Д1-54 с частотой вращения от 80 до 500 об/мин.

Преимуществом винтовых двигателей по сравнению с другими забойными двигателями является:

1. Возможность контроля отработки долот по изменению давления на выходе насоса.
2. Эффективность разрушения высокоабразивных пород за счет низкой частоты вращения и большого крутящего момента.
3. Простота конструкции, малая длина и масса.

## 1.2 Турбобуры



Турбобур – забойный гидравлический двигатель гидродинамического типа, предназначенный для бурения скважин в различных горно-геологических условиях. Турбобур опускается в скважинах на бурильных трубах. Гидравлическая энергия потока промывочной жидкости подаваемой по бурильным трубам с поверхности преобразуется в турбине турбобура в механическую энергию вала. Жидкость отработанная в турбине, направляется в долото и от него на забой и очищая его выносит разбуренную

породу на поверхность.

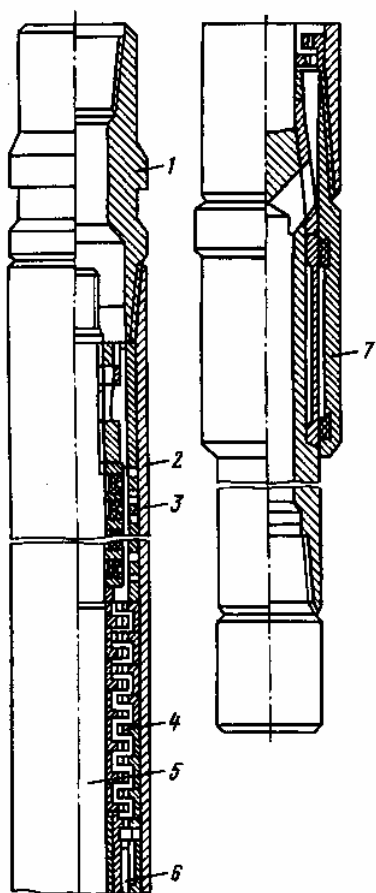


Рис. 3.2. Схема многоступенчатого турбобура

Турбобур (рис. 3.2) состоит из турбины 4, вала 5, опор 3 и корпуса 2.

Турбина турбобура (рис. 3.3) – многоступенчатая, осевого типа, состоит из одинаковых по конструкции последовательно установленных друг за другом элементов, называемых ступенями. Каждая ступень состоит из статора, неподвижно соединенного с корпусом и ротора, связанного с валом турбобура. Лопатки ротора и статора имеют одинаковый, но противоположный наклон. Профили лопаток имеют обтекаемую форму, с целью уменьшения сопротивления движению жидкости. При движении промывочной жидкости по каналам статоров ее поток отклоняется от осевого направления, а проходя по каналам ротора возвращается к нему. Гидравлическая энергия, затрачиваемая на изменение скорости потока жидкости по величине и направлению вызывает вращение роторов, а с ними и вала турбобура. Вращающий момент каждого ротора при этом суммируется на валу.

Реактивный момент, создающийся на статорах через корпус турбобура передается бурильной колонне, застопоренной в роторе буровой установки.

Вал турбобура монолитный в нижней части имеет окна для входа промывочной жидкости внутрь вала и наружную коническую резьбу для соединения через переходник с долотом. В верхней части вала имеет наружную резьбу под роторную гайку, скрепляющую роторы в монолитную систему.

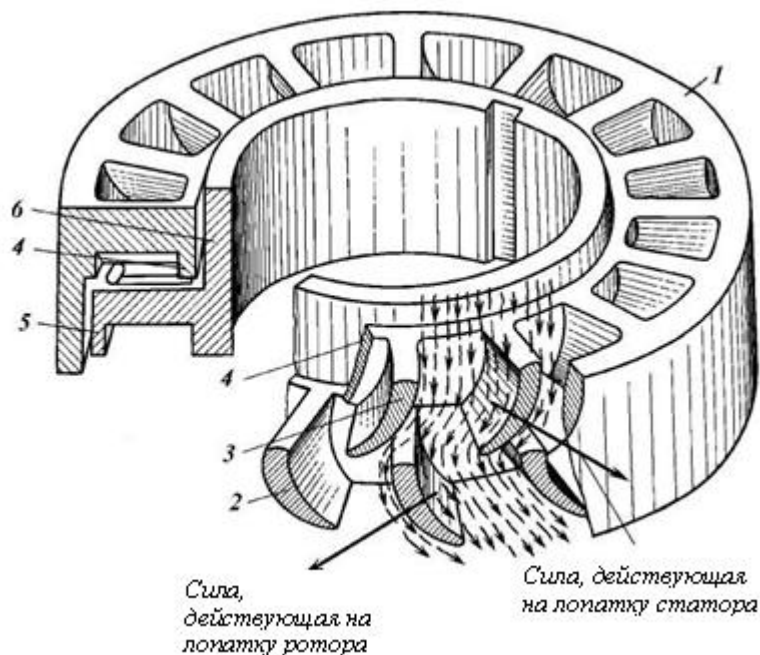


Рис. 3.3. Принцип действия турбины турбобура (пара статор - ротор):  
1, 5 — наружный обод ротора и статора; 2, 3 — лопатка ротора и статора; 4, 6 —  
внутренний обод статора и ротора

Опоры турбобура выполнены в виде резинометаллических подшипников скольжения и подшипников качения и включает верхнюю, среднюю и нижнюю.

Над верхней и под нижней опорой устанавливаются сальниковые уплотнения вала. Корпус турбобура представляет собой полый цилиндр и предназначен для размещения и фиксации в нем секций статоров. В верхней части имеет внутреннюю резьбу для присоединения ниппеля, скрепляющий статоры в монолитную систему.

Частота вращения турбины пропорциональна количеству промывочной жидкости.

Вращающий момент турбины пропорционален квадрату количества промывочной жидкости.

Мощность турбины пропорциональна кубу количества промывочной жидкости

Кроме того, вращающий момент, мощность и давление в турбине пропорциональна плотности промывочной жидкости. Скорость вращения турбины от плотности жидкости не зависит. Зависимость между вращающим моментом и числом оборотов турбины обратно пропорциональна. При увеличении осевой нагрузки число оборотов уменьшается, а вращающий момент возрастает, достигая максимума при полном торможении. Этот момент носит название тормозного  $M_T$

Параметры турбины можно изменять с увеличением или уменьшением числа ступеней. Увеличение, например, числа ступеней в 2 раза приводит к уменьшению частоты вращения ротора в 1,4 раза.

**Турбобуры** подразделяются *по числу секций* на односекционные, двух- и трехсекционные; *по назначению*: обычные, укороченные, колонковые; *по конструкции*: безшпиндельные, шпиндельные, редукторные.

**Односекционные турбобуры** типа Т 12\_ применяются при бурении вертикальных и наклонных скважин небольшой глубины, число ступеней в них составляет 100 – 120.

**Многосекционные турбобуры** типа ТС состоят из двух или трех последовательно соединенных между собой секций, каждая из которых собирается в отдельном корпусе, с числом ступеней 100 и более. Валы секций соединяются между собой конусно – шлицевыми муфтами, корпуса с помощью переводников. Увеличение числа ступеней до 350 позволило значительно увеличить мощность турбобуров и создать условия для бурения глубоких скважин.

**Турбобуры типа А, АШ и АГТШ** отличаются от рассмотренных тем, что применение турбин особой конструкции, позволяет получать при постоянном расходе промывочной жидкости разные значения перепада давления. Перепад давления в турбине уменьшается в зависимости от нагрузки на долото, в связи с этим такие турбобуры называют *турбобурами с наклонной линией давления*. У этих турбобуров опора устанавливается в нижней части и представляет собой десяти рядный подшипник.

**Шпиндельные турбобуры** типа ТШ созданы для возможности бурения скважин гидромониторными долотами, т.к. для их использования требуются более высокое давление промывочной жидкости. Отличается они от выше описанных тем, что к нижней секции турбобура присоединяется секция – шпиндель имеющая многорядную осевую пята и радиальные подшипники для снижения потери раствора через зазоры между валом и подшипником корпуса. Турбин эта секция не имеет. Применение шпинделя с шаровой опорой позволяет турбобуру воспринимать повышенные осевые нагрузки и эффективно работать при малой частоте вращения.

**Редукторные турбобуры** типа ТР состоят из турбобура (ЗТСШ или АГТШ), редуктора – вставки и шпинделя. Ведущий вал редуктора соединен с валом турбинной секции, а ведомый – с валом шпинделя. Редуктор размещен в маслonaполненной камере. Применение редуктора позволяет уменьшать частоту вращения турбобура с 300 до 80 об/мин.

**Колонковые турбобуры (RTD)** используются при бурении скважин бурильными головками с целью отбора керна в разведочных скважинах на нефть и газ. Отличаются от

односекционных турбобуров типа Т12 наличием полого вала, увеличенного диаметра позволяющего размещать внутри его съемный кернаприемник. Турбобур имеет осевую опору, состоящую из 10 резинометаллических подшипников и двух резинометаллических опор.

С целью увеличения длины отбираемого керна (до 7м) используются двух секционными турбобуры, конструктивно аналогичные секционным типа ТС. Валы двух секций соединяются с помощью полых конусно-шлицевых муфт, а корпуса с помощью переводников.

**Турбобуры укороченные.** С целью получения высоких темпов набора кривизны при бурении направленных скважин используются укороченные турбобуры типа Т12, однако более эффективны в плане энергетических характеристик шпиндельные турбобуры-отклонители типа ТО.

## 2. ЭЛЕКТРОБУРЫ

**Электробур** – забойный двигатель, предназначенный для бурения скважин на нефть и газ. Состоит из трехфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и шпинделя, соединенных между собой зубчатой муфтой. Вал двигателя имеет каналы для подачи промывочной жидкости к долоту.

Система токопровода, по которой с поверхности к двигателю подается электрический ток состоит из двух или трехжильных секций шлангового кабеля, расположенных внутри бурильных труб. Для соединения токопровода каждая секция кабеля имеет со стороны ниппеля трубы контактный стержень, а со стороны муфты – контактную муфту. Контактные муфта и стержень имеют медные контактные кольца, которые соединяются между собой при свинчивании бурильных труб. Питание электробура осуществляется от промышленной высоковольтной сети через распределитель высокого напряжения и силовой трансформатор.

**Преимуществами** использования электробуров по сравнению с гидравлическими двигателями является:

1. Независимость частоты вращения, вращающих моментов от количества промывочной жидкости и возможность их плавного регулирования в зависимости от условий проходки.
2. Возможность контроля процесса работы с поверхности земли.
3. Возможность работы с перегрузками и независимость передаваемой мощности от глубины бурения.
4. Возможность применения любых промывочных жидкостей, в т.ч. и воздуха.

**Недостатками**, сдерживающими широкое использование электробуров, является:

1. Недостаточная надежность токопровода.
2. Сложность наземного и скважинного оборудования.
3. Необходимость использования высококвалифицированного персонала.

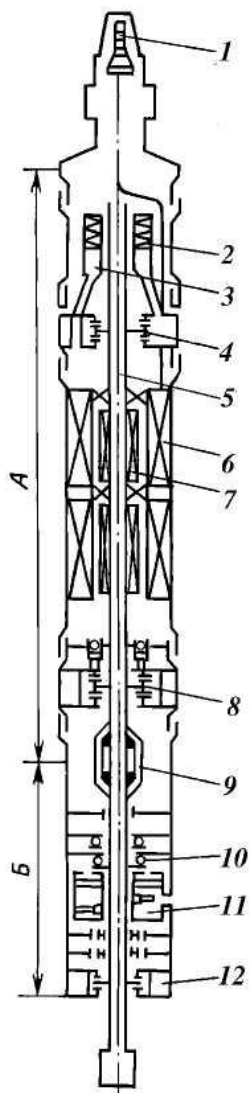


Рис. 3.4. Принципиальная схема электробура

## **Устройство электробура**

*Электробур (рис. 3.4)* Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслonaполненный двигатель *A* и маслonaполненный шпиндель *B* на подшипниках качения.

В трубном корпусе электробура размещены пакеты маг-нитопроводной стали статора 6; они разделены пакетами не-магнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора 7 с алюминиевой обмоткой насажены на полom валу двигателя 5. Ротор расположен в статоре с зазором 0,5 — 0,6 мм на сторону. Внутренняя полость двигателя заполнена сухим изоляционным маслом. От внешней среды внутренняя полость двигателя изолирована верхним 4 и нижним 8 сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещены лубрикаторы двигателя 3 и сальника 2. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня 1 до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник.

Снизу к двигателю присоединяется шпиндель. В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках 10. Полый вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников. Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты 9; в месте соединения валов находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение 12. Шпиндель заполнен густым машинным маслом и оснащен лубрикатором 11. Избыточное давление лубрикатор создает за счет усилия сжатой пружины, которая давит на поршень. Под поршнем находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

## **Работа 4. Технологические свойства промывочных жидкостей**

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Изучение технологических свойств промывочных жидкостей.

**ЗАДАНИЕ:**

1. Ознакомиться с теоретическим блоком методических изданий.
2. Определить параметры промывочной жидкости.

**ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ**

К основным технологическим свойствам промывочных жидкостей относят следующие.

**Плотность  $\rho$ , г/см<sup>3</sup>** - масса единицы объема промывочной жидкости. Плотность раствора влияет на устойчивость стенок скважины. Плотность промывочной жидкости зависит от конкретных горно-технических условий. При большой плотности промывочной жидкости возможен гидроразрыв пласта за счет большой репрессии (разности между гидростатическим давлением в скважине и давлением в пласте), при малой возможен прорыв в ствол скважины воды, нефти или газа за счет большой депрессии (разности между пластовым давлением и гидростатическим давлением в скважине), а также возможны обвалообразование при бурении неустойчивых пород.



Рис. 4.1. Пикнометр П-1 предназначен для определения плотности цементного раствора.



Рис. 4.2. Ареометр АБР-1 М предназначен для определения плотности буровых или любых растворов, нейтральных к полиэтилену



Рис. 4.3 Металлические рычажные весы

Плотность измеряют с помощью ареометров либо рычажных весов. В полевых условиях чаще используют ареометры АГ – 1 , АВП – 1 , принцип действия которых основан на сравнении плотности одинаковых объемов воды и исследуемой промывочной жидкости.

Рычажные весы сконструированы таким образом, что чаша весов, закрепленная на одном конце коромысла, уравновешивается противовесом с противоположного конца, а подвижный груз может свободно перемещаться вдоль градуированной шкалы. Установленный на коромысле пузырьковый уровень помогает уравновесить весы.

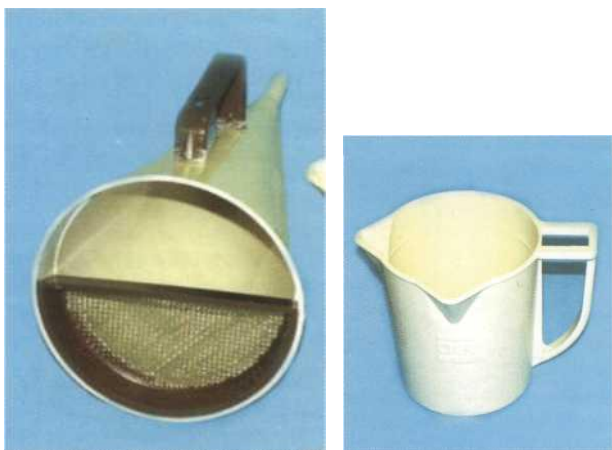


Рис. 4.4. Пластиковый вискозиметр Марша и мерная кружка



Рис. 4.5. Вискозиметр ВБР-2 предназначен для определения условной вязкости буровых растворов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин

**Вязкость  $T, c$**  - характеристика гидравлического сопротивления промывочной жидкости за счет сил внутреннего трения. При бурении необходимо поддерживать минимальную вязкость. С уменьшением вязкости снижают энергетические затраты на циркуляцию жидкости, потери давления в кольцевом пространстве скважины, улучшается очистка забоя от шлама.

Различают динамическую, пластическую и условную вязкость. Динамическая вязкость измеряется для растворов не образующих структуры (пресная и соленая вода), пластическая – для структурообразующих растворов (глинистые растворы), условная вязкость – для любых растворов в полевых условиях.

Условную вязкость определяют с помощью стандартного полевого вискозиметра Марша, принцип его действия основан на фиксации времени истечения в (с) стандартного объема ( $500 \text{ см}^3$ ) жидкости через воронку. Показания прибора контролируется временем истечения  $500 \text{ см}^3$  воды, которое должно быть равно 15 с.



Отечественный и зарубежный опыт показывает, что условная вязкость для промывочных жидкостей с  $\rho \leq 1,4 \text{ г/см}^3$  не должна превышать 30 с, а с  $\rho > 1,4$  – не более 45 с. Вискозиметр Марша, за многолетнее использование на месторождениях, прочно зарекомендовал себя как оперативный и качественный метод определения условной вязкости буровых растворов. Латунное выходное отверстие воронки Марша, не поддается коррозии, обеспечивая прецизионные показания консистенции. Мерная кружка предназначена для определения объема бурового раствора при использовании вискозиметра Марша. Кружка выполнена из прочного, небьющегося пластика.

**Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа** – способность жидкостей застывать с образованием структуры в состоянии покоя, и переходить в подвижное состояние при перемешивании. Это свойства растворов называют **тиксотропностью**. Чем выше СНС, тем лучше промывочная жидкость удерживает шлам, утяжелитель, газ во взвешенном состоянии. Однако высокие значения СНС увеличивает гидравлические сопротивления, что может вызвать гидроразрыв пласта. Повышения показателя СНС целесообразно, лишь при ликвидации поглощений промывочной жидкости.

Статическое напряжение сдвига измеряют приборами ВСН – 3 или СНС – 2 (рис.6.5; 6.6.), как наибольшее касательное напряжение, возникающее на боковой поверхности внутреннего цилиндра прибора, погруженного в буровой раствор наружного цилиндра, вращающегося со скоростью 0,2 об/мин. Измерение повторяют через 1 и 10 мин, при этом полученные значения обозначают соответственно СНС<sub>1</sub> и СНС<sub>10</sub>.

Отношение СНС<sub>10</sub> и СНС<sub>1</sub> характеризуют интенсивность упрочнения структуры во времени. Кроме названных показателей структурно-механические свойства буровых растворов характеризуют и коэффициентом тиксотропии

$$K_t = \text{СНС}_{10} / \text{СНС}_1.$$

Требуемая величина статического напряжения сдвига через 1 мин (СНС<sub>1</sub>, дПа) может быть определена по следующей формуле

$$\text{СНС}_1 \geq 5 [2 - \exp(-110 d)] d (\rho_p - \rho),$$

где:  $d$  - условный диаметр характерных частиц выбуренной породы, м;  
 $\rho_p, \rho$  - плотность соответственно породы и бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ .

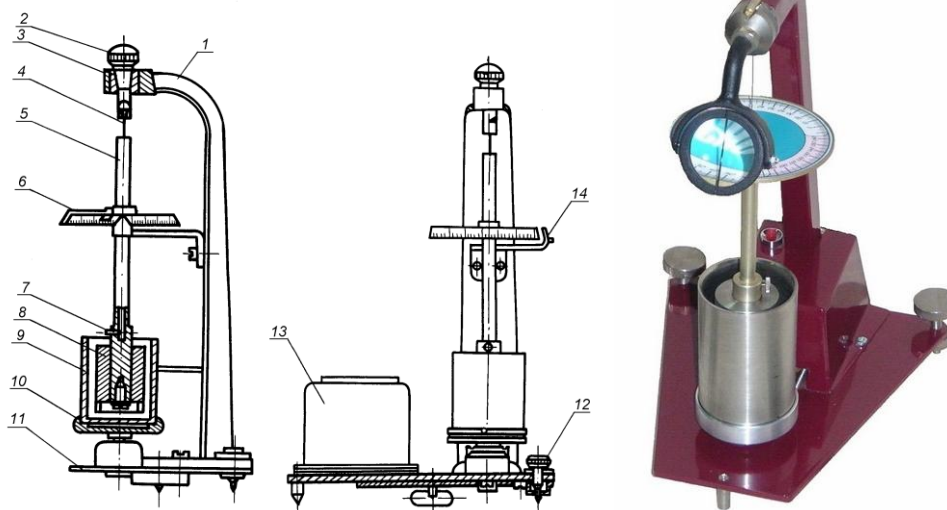


Рис. 4.4. Прибор СНС-2:

1 – стойка; 2 – пробка для установки нити; 3 – конусная втулка; 4 – упругая нить; 5 – защитная металлическая трубка; 6 – шкала с ценной деления 1 град; 7 – винт для крепления нити; 8 – измерительный цилиндр; 9 – внешний стакан; 10 – вращающаяся опора; 11 – общая плита; 12 – установочные винты; 13 – привод; 14 – указатель

**Показатель фильтрации  $\Phi$ ,  $\text{мл}(\text{см}^3)$**  – способность жидкости отфильтровывать жидкую фазу и образовывать фильтрационные корки разной проницаемости.

Проникающий в забой фильтрат создает благоприятные условия для очистки забоя и ослабляет сопротивление породы разрушению.

Однако, высокая фильтрационная способность приводит к осыпям, обвалам стенок скважины при бурении неустойчивых и проницаемых пород. Показатель фильтрации измеряют с помощью прибора ВМ-6.

Объем фильтрата, отделившейся от промывочной жидкости при ее фильтрации через бумажный фильтр площадью  $44 \text{ см}^2$  и при перепаде давления  $0,1 \text{ МПа}$  за 30 мин и является *показателем фильтрации*.

Существенное влияние на процесс бурения оказывает фильтрационная корка, образуемая за счет осаждения на стенках скважины частиц грубодисперсного материала содержащиеся в промывочной жидкости. Толстая, рыхлая корка способствует образованию на стенках скважины при СПО желобов, что к конечному итоге приводит к авариям. Поэтому во всех случаях стремятся к уменьшению толщины фильтрационной корки.

Для определения коэффициента трения фильтрационной корки буровой промывочной жидкости в условиях промысловых лабораторий и на буровых с целью выявления эффективности смазочных добавок и оперативного вмешательства в технологический процесс бурения в осложненных условиях предназначен Прибор КТК-2 (рис. 5.14).



Рис.5.14. Фильтр-пресс настольный с модулем давления  $\text{CO}_2$  (слева). Прибор КТК-2 (справа)

**Содержание песка** характеризует степень загрязненности промывочной жидкости грубодисперсными фракциями различного минерального состава. Наличие этих фракций называемых «песком» весьма отрицательно сказывается на работе бурового насоса и бурильных труб, вызывая их преждевременный абразивный износ. Кроме этого большое содержание песка вызывает образование на забое плотной фильтрационной корки, ухудшающей удаление шлама с забоя скважины.

Для определения процентного содержания общего песка, а также отмытого песка в пробе глинистого раствора служит отстойник ОМ – 2 (рис.5. 15)





Рис. 5.15. Отстойник ОМ-2

Для определения содержания песка в отстойник наливают  $50 \text{ см}^3$  промывочной жидкости и  $450 \text{ см}^3$  воды. Содержимое тщательно перемешивают. По истечению 1 мин берут отсчет по шкале, против верхней границы песка. Удвоенное значение отсчета по шкале дает содержание песка в промывочной жидкости в процентах. В нормальных промывочных жидкостях содержание песка не должно превышать 3 – 5 %.

### **Работа 5. Определение основных свойств тампонажного раствора**

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Изучение методов и аппаратуры, применяемых при проверке качества тампонажных материалов, а также методов подбора оптимального состава тампонажных растворов, отвечающих определенным технологическим требованиям.

**МАТЕРИАЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ:** приборы - конус АзНИИ, ВИКА, ВМ-6, ареометр АГ-ЗПП, мерный цилиндр объемом 1000 мм, секундомер, тампонажный материал, плакаты, техническая литература.

**ЗАДАНИЕ:**

1. Изучить и освоить методы и аппаратуру, применяемые при проверке тампонажных материалов;
2. Изучить требования ГОСТ и технических условий. Проверить на соответствие этим требованиям имеющийся тампонажный цемент;
3. Выбрать среди тампонажных растворов, отвечающих определенным технологическим требованиям, наиболее предпочтительный по составу и способу приготовления;
4. Оптимизировать состав тампонажного раствора для цементирования скважины в конкретных геолого-технических условиях.
5. Ответить на вопросы.

**ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ**

#### **Назначение тампонажных материалов и требования к ним**

Тампонажным материалом называют продукт, состоящий из вяжущего вещества, минеральных добавок (кварцевого песка, глины, шлака и др.) и химических реагентов, которые вводятся для регулирования свойств раствора на их основе или же свойств продукта твердения. В качестве вяжущих в практике крепления скважин используются тампонажный портландцемент, цементы на основе доменных шлаков, известково-кремнеземистые и специальные вяжущие (гипсовые, белитовые и др.), органические вещества на полимерной основе.

Из тампонажных цементов готовятся тампонажные растворы и пасты для цементирования скважин с целью: *разобщения пластов друг от друга; исключения межколонных и*

*заколонных газонефтеводопроявлений; защиты обсадной колонны от коррозии и механического воздействия горных пород склонных к текучести.*

Исходя из основных функций образующегося в скважине цементного камня и, принимая во внимание особенности технологии процесса цементирования, к тампонажному раствору и формирующемуся из него камню предъявляются следующие **требования**.

Тампонажный раствор должен быть *легко прокачиваемым*.

Прокачиваемость тампонажных растворов условно характеризуется растекаемостью по конусу АзНИИ, консистенцией в условных единицах, динамическим напряжением сдвига и структурной вязкостью. Плотность цементного раствора должна быть выше плотности промывочной жидкости, вместе с тем давление на стенки скважины при цементировании не должно превышать давление гидроразрыва пласта.

*Отделение фильтра* из тампонажного раствора должно быть минимальным, это диктуется необходимостью предотвратить загрязнение пристволенной зоны пласта, преждевременное загустевание раствора.

Тампонажные растворы должны быть *седиментационно устойчивыми*, что способствует формированию цементного камня с одинаковой плотностью по всему зацементированному интервалу, снижает вероятность образования каналов в камне и на контактах со стенкой скважины.

Прокачиваемость тампонажного раствора должна сохраняться в течение времени, достаточного для проведения цементирования. После продавливания тампонажного раствора за обсадную колонну он должен быстро загустеть и схватываться.

Цементный камень должен быть практически *непроницаемым*. Свойства цементного камня не должны ухудшаться со временем под действием высоких (низких) температур и давлений, а также при воздействии агрессивных по отношению к продуктам твердения пластовых флюидов. При переходе тампонажного раствора в камневидное состояние не должна происходить его *усадка*. Тампонажный камень и раствор не должны вступать в *физико-химическое взаимодействие* с горными породами и обсадными колоннами, влекущее разрушение и понижение прочности последних.

Указанные свойства цементного раствора (каменя) зависят от его вида, жидкости затворения, водотвердого отношения, условий твердения и регулируются добавками-ускорителями и заменителями схватывания, облегчающими добавками, реагентами-пластификаторами и др.

По ГОСТ 25597-83 тампонажные цементы подразделяются по следующим признакам: вещественный состав цемента; температура применения цемента; плотность тампонажного раствора; стойкость к виду агрессивного воздействия; собственные объемные деформации цементного камня.

**По вещественному составу** тампонажные цементы разделяются на следующие группы: портландцементы без добавок (кроме гипса), портландцемент с минеральными добавками не более 20%, портландцементы со специальными добавками 20-80%; цементы на основе глиноземистого клинкера; безклинкерные цементы.

**По температуре** (°C) применения тампонажные цементы разделяются на следующие группы:

для низких температур	15
для нормальных температур	15-50
для умеренных температур	50-100
для повышенных температур	100-150
для высоких температур	150-250
для сверхвысоких температур	250
для циклически меняющихся температур	-

**По плотности** (кг/м<sup>3</sup>) получаемого тампонажного раствора тампонажные цементы подразделяются на следующие группы:

легкие	1400
--------	------

облегченные	1400-1650
нормальные	1650-1950
утяжеленные	1950-2300
тяжелые	2300

**По стойкости к агрессивному воздействию** на тампонажный камень пластовых сред тампонажные цементы разделяются на следующие группы:

- стойкие к сульфатным средам;
- стойкие к кислотным средам;
- стойкие к магниальным средам;
- стойкие к полиминеральным средам.

**По величине собственных объемных деформаций** при твердении:

- без особых требований;
- безусадочные, величина линейной деформации после 3 суток твердения до 0,1%;
- расширяющиеся, величина линейной деформации расширения после 3 суток твердения более 0,1%.

### *ПРИГОТОВЛЕНИЕ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ*

1. Отвесить 400 г. испытуемого тампонажного материала, высыпать в чашку и сделать в цементе углубление.
2. Отвесить по  $m_{жз}$  жидкости затворения. Необходимое количество жидкости затворения определяется по формуле

$$m_{жз} = m_{тм} \cdot (В:Ц),$$

где  $m_{жз}$  – вес жидкости затворения, г;

$m_{тм}$  – вес тампонажного материала, г;

В:Ц – водоцементное отношение.

3. В углубление в цементе за один прием влить жидкость затворения.
4. Углубление засыпать цементом и через 30с сначала осторожно перемешивают, а затем энергично растирают тестом лопаткой (продолжительность перемешивания 5 мин с момента доливания воды). Количественный состав элементов смеси записать в табл. 5.1.

### *Определение подвижности тампонажного раствора*

Подвижность тампонажного раствора определяет величину гидравлических сопротивлений, которые раствор оказывает при течении в циркуляционной системе скважины. Гидравлические сопротивления могут быть рассчитаны, если известны реологические параметры тампонажного раствора – пластическая вязкость ( $\eta_{пл}$ ) и динамическое напряжение сдвига ( $\tau_0$ ), определяемые с помощью ротационного вискозиметра. Измерения этих параметров для тампонажных растворов сложны и трудоемки, поэтому их используют главным образом в научно-исследовательских целях.

*Принцип работы вискозиметра* – вращение специального измерительного цилиндра (шпинделя), погруженного в тестируемую жидкость, посредством калиброванной спиральной пружины. Вязкое трение жидкости о шпиндель определяется по закручиванию приводной пружины, которое измеряется датчиком угла вращения.

Непосредственно измеряемыми величинами являются:

1. Крутящий момент  $M$ , действующий на контактирующую с жидкостью поверхность шпинделя (определяется в процентах от предельного значения момента кручения калиброванной пружины);
2. Угловая скорость шпинделя  $\omega$ ;
3. Геометрические размеры внутреннего и внешнего цилиндра.

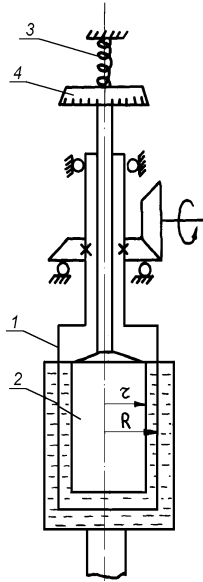


Рис. 5.1. Общая схема ротационного вискозиметра

- 1 – наружный вращающийся цилиндр;  
 2 – внутренний вращающийся цилиндр;  
 3 – пружина; 4 – шкала

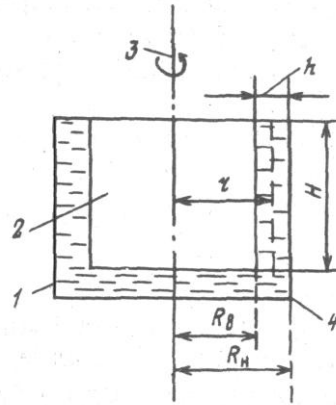


Рис. 5.2. Схема рабочего элемента ротационного вискозиметра.

- 1 – наружный цилиндр радиусом  $R_H$ , 2 – внутренний цилиндр  $R_B$ , 3 – центрирующая ось, 4 – дно рабочего цилиндра

Для цилиндрического кольцевого зазора (в соответствии с рисунком 5.1) при малых значениях  $h$  и рабочей высоты  $H$  внутреннего цилиндра, погруженного в жидкость, вязкость которой измеряется, напряжение сдвига  $\tau$  в слое радиусом  $r$  определяется по формуле

$$\tau = \frac{M}{2\pi r^2 H} \quad (5.1)$$

скорость сдвига – по формуле

$$\dot{\gamma} = \frac{2d\omega}{dr} \quad (5.2)$$

где  $\omega$  - угловая скорость ламинарно перемещающихся слоев среды.

Для ньютоновских жидкостей

$$\omega = \frac{M}{2\pi H \eta} \int_{R_B}^{R_H} \frac{dr}{r^3} \quad (5.3)$$

интегрируя выражение (1.11), получаем:

$$\eta = \frac{M}{4\pi H \omega} \left( \frac{1}{R_B^2} - \frac{1}{R_H^2} \right) \quad (5.4)$$

где  $\eta$  - вязкость.

Для неньютоновских жидкостей:

$$\omega = \frac{1}{2} \int_{\tau_B}^{\tau_H} f(\tau) \tau^{-1} dt \quad (5.5)$$

Для практических вычислениях вязкости в ротационных вискозиметрах цилиндр в цилиндре используется соотношение:

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (5.6)$$

При испытаниях тампонажных растворов в производственных условиях применяют косвенные методы оценки подвижности тампонажного раствора по значениям его растекаемости и начальной консистенции.

## ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ

### Определение растекаемости тампонажного раствора

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ: прибор - конус АзНИИ (КР-1 по ТУ 25-04-52 - 75), (рис.5.3), приготовленная цементная смесь.

Прибор состоит из формы-конуса 1 и измерительного столика 2. Измерительный столик – это плита, снабженная шкалой, которая представляет собой круг, расчерченный концентрическими окружностями, нанесенными через 5 мм. Регулировочные винты для установки плиты в горизонтальном положении служат одновременно и опорами прибора. Внутренняя поверхность конуса – отполирована.

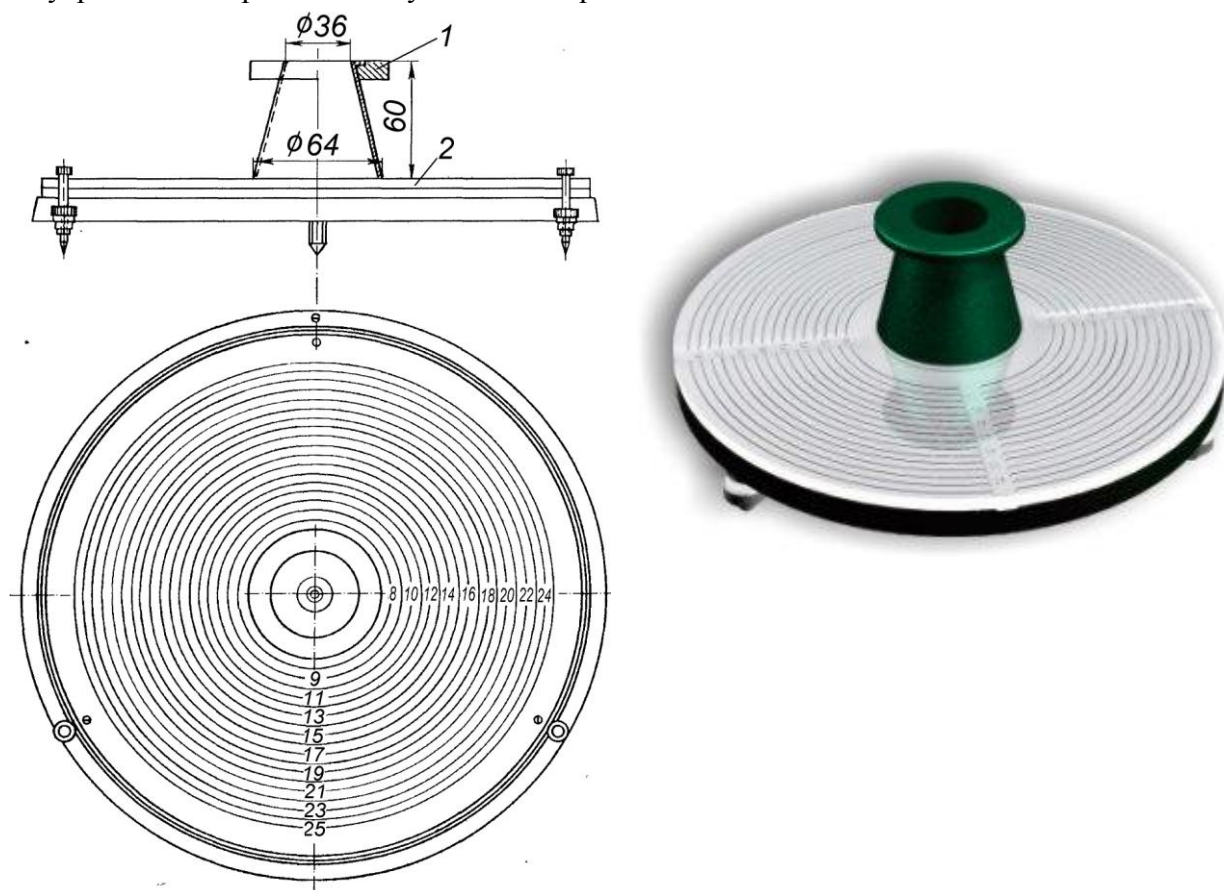


Рис. 5.3. Конус АзНИИ для определения растекаемости тампонажных растворов

### ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

Конус устанавливают на стекло, под которым помещают круг, расчерченный концентрическими окружностями, нанесенными через 5 мм. С помощью регулировочных винтов, служащих одновременно и опорами прибора, круг со стеклом по уровню

располагают в горизонтальном положении. Конус должен быть установлен в центре круга, а его внутренняя поверхность – отполирована.

Для определения растекаемости готовят 250 см<sup>3</sup> тампонажного раствора.

После перемешивания в течение 3 мин приготовленный раствор заливают в конус вровень с верхним кольцом. Интервал времени от момента окончания перемешивания до момента начала заполнения конуса не должен превышать 5 с. Конус резко поднимают и через 10 – 12 с отсчитывают наибольший и наименьший диаметры круга расплыва. По ним вычисляют средний диаметр, который и характеризует растекаемость раствора. Для получения правильных результатов необходимо, чтобы внутренняя поверхность конуса и стекло были чистыми и сухими. Растекаемость раствора выражается в сантиметрах.

### **Определение седиментационной устойчивости тампонажного раствора**

Тампонажный раствор, представляющий собой концентрированную суспензию, должен обладать определенной седиментационной устойчивостью, т. е. не должен расслаиваться на твердую и жидкую фазы.

Седиментационную устойчивость тампонажных растворов характеризуют коэффициентом водоотделения.

Коэффициент водоотделения определяется следующий образом. Готовят 600 см<sup>3</sup> тампонажного раствора, который заливают в два мерных цилиндра объемом по 250 см<sup>3</sup> каждый. Для предотвращения испарения жидкости мерные цилиндры сверху накрывают смоченной в воде фильтровальной бумагой, после чего их оставляют в покое на 3 ч.

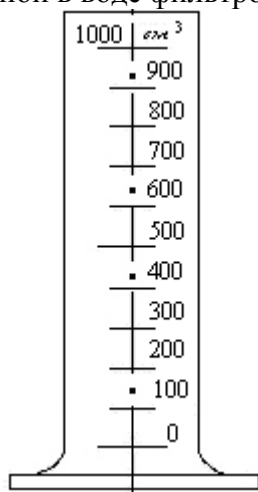


Рис. 5.4. Цилиндр для определения водоотделения цементного теста

По истечении этого времени по делениям на стенках цилиндров отсчитывают объемы воды, выделившейся в верхней части каждого из них. Коэффициент водоотделения определяется величиной отношения объема выделившейся воды к объему исходного тампонажного раствора (250 см<sup>3</sup>)

$$B = (V_1 - V_2) / V_1 \cdot 100, \%$$

где  $V_1$  - исходный объем тампонажного раствора, см<sup>3</sup>;  $V_2$  - объем осевшего тампонажного раствора, см<sup>3</sup>.

По результатам оценки седиментационной устойчивости тампонажного раствора, полученным в двух цилиндрах, рассчитывается среднее арифметическое значение коэффициента водоотделения. Раствор считается достаточно устойчивым в седиментационном отношении, если коэффициент водоотделения (B) за 3 ч не превышает 2,5 %.

Результаты измерений параметров тампонажной смеси занести в табл. 5.1.

## Определение показателя фильтрации бурового раствора

Способность тампонажного раствора удерживать жидкость затворения (воду) при наличии фильтрующей среды и перепада давления характеризуется показателем фильтрации, который определяется с помощью прибора ВМ-6 (рис. 5.5), предназначенного для измерения показателя фильтрации буровых растворов.

### Техническая характеристика ВМ-6

Предел измерения показателя фильтрации за 30 мин при диаметре фильтра равном 75 мм, см <sup>3</sup> .....	40
Цена деления шкалы, см <sup>3</sup> .....	1
Погрешность измерения, см <sup>3</sup> .....	± 0,5
Давление фильтрации, МПа .....	0,1
Фактический диаметр фильтра, мм .....	53

Для подготовки прибора ВМ-6 к работе необходимо отвернуть цилиндр от фильтрационного стакана, вынуть стакан из основания, вынуть пробку. Фильтрационный стакан и основание прибора промыть горячей водой и насухо вытереть. Плунжерную пару смазать индустриальным маслом И-30А, проверить плавность движения плунжера, закрыть иглу.

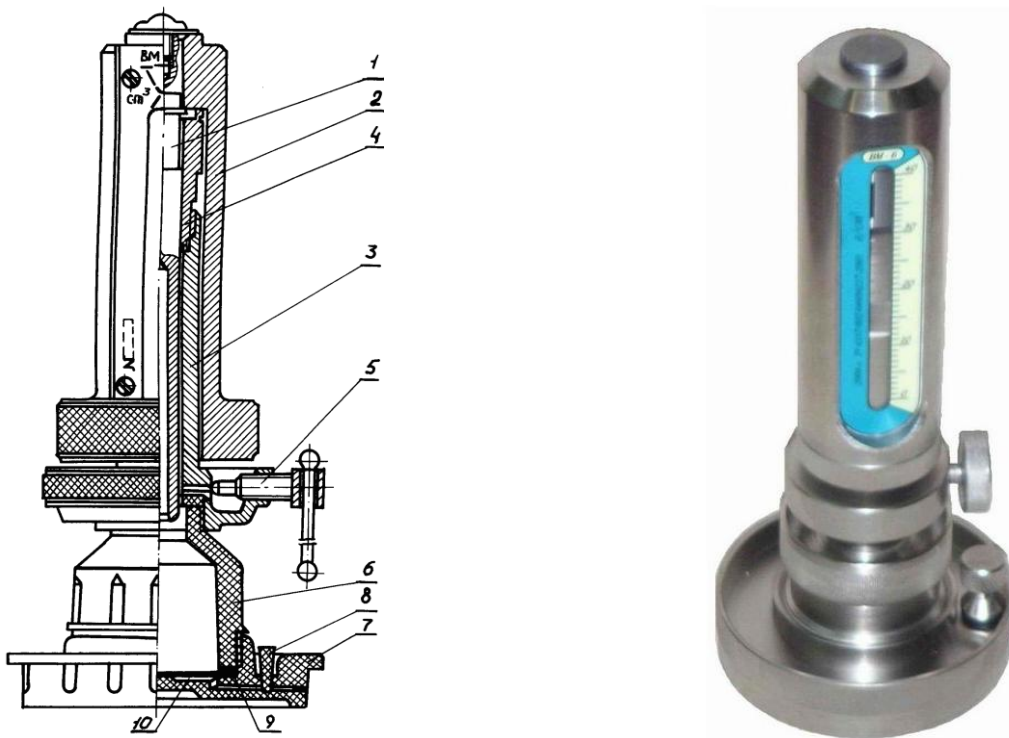


Рис. 5.5. Прибор ВМ-6:

1 – плунжер; 2 – груз-шкала; 3 – цилиндр с свернутой в него втулкой 4, 5 – игла; 6 – фильтрационный стакан; 7 – основание; 8 – пробки; 9 – резиновая прокладка; 10 – бумажный фильтр

Смочить два заготовленных заранее фильтра водой, вложить их в основание прибора и промокнуть сухим кружком фильтровальной бумаги. Поверх подготовленного таким образом фильтра уложить резиновую прокладку, вернуть фильтрационный стакан в основание, вставить пробку.

Приготовить 300 см<sup>3</sup> тампонажного раствора. После 3-минутного перемешивания залить раствор в фильтрационный стакан так, чтобы уровень раствора не доходил до

верхнего края горловины на 4–5 мм. Навернуть цилиндр на стакан. Налить в цилиндр индустриальное масло И-30А, не доливая до верхнего края втулки на 10 мм. Вставить плунжер в цилиндр. Приоткрыть иглу и, вращая плунжер рукой за накатку на грузе, подвести нулевое деление шкалы к риску на верхнем крае втулки. Если нулевое деление шкалы опустится ниже риски, то фактическое начальное показание прибора по шкале нужно принять за нулевое, вычитая его из всех промежуточных и окончательного отсчетов.

В момент вытаскивания пробки включить секундомер. При взятии отсчетов следует учесть, что из обычного тампонажного раствора вся способная к отделению вода отфильтровывается за время менее 1 мин (показатель фильтрации тампонажных растворов, приготовленных на основе стандартного тампонажного портландцемента, обычно находится в пределах 300-500 см<sup>3</sup> за 30 мин). В этой связи обычно берут один отсчет за время t, а значение показателя фильтрации, соответствующее стандартному времени замера, рассчитывают по следующей формуле

$$V = V_t \cdot (5,477 / \sqrt{t})$$

где V-значение показателя фильтрации (водоотдачи) тампонажного раствора за стандартное время замера равно 30 мин, см<sup>3</sup>; V<sub>t</sub> - значение показателя фильтрации тампонажного раствора за время замера равное t минутам, см<sup>3</sup>.

Для получения достоверных результатов опыты по определению показателя фильтрации тампонажного раствора рекомендуется дублировать с последующим расчетом среднего арифметического значения.

Результаты измерений (средние) занести в табл. 5.1.

#### ***Определение плотности тампонажного раствора***

Плотность тампонажных растворов определяют с помощью ареометра АБР-1 (рис. 5.6), который состоит из съемного груза 1, полиэтиленовой заглушки 2, металлического балласта 3, мерного стакана 4, крышки 5 и доньшка 6 поплавка, стержня 7 с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами, пробки 8, ведра 9 и крышки 10.

#### **Техническая характеристика АБР-1**

Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup> :	
со съемным грузом . . . . .	800 - 1700
без груза . . . . .	1700 - 2600
Цена деления шкалы, кг/м <sup>3</sup> . . . . .	10
Вместимость мерного стакана, см <sup>3</sup> . . . . .	78,5 ± 0,3



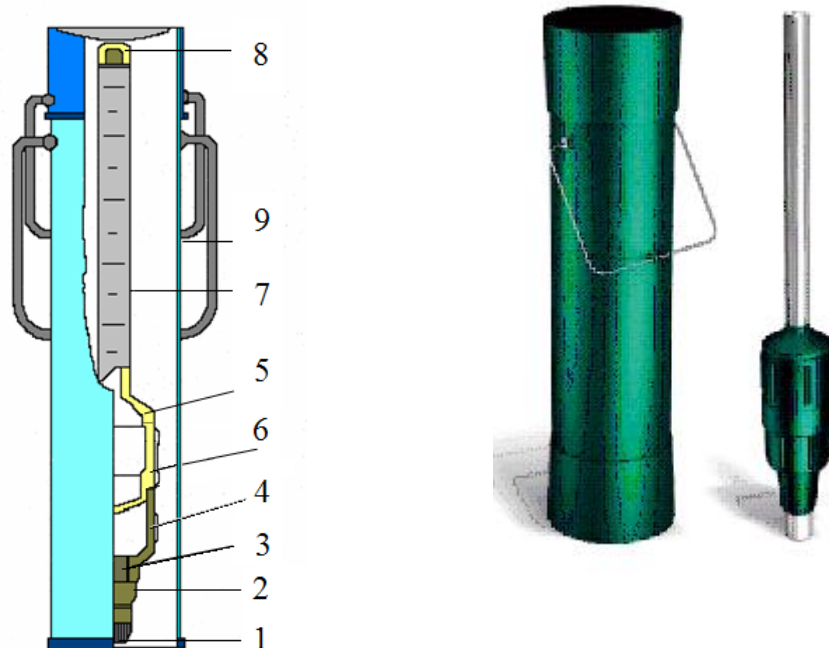


Рис. 5.6. Ареометр АБР-1:

1 – съемный груз; 2 – полиэтиленовая заглушка; 3 – металлический балласт; 4 – мерный стакан; 5 – крышка поплавка; 6 – доньшко поплавка; 7 – стержень с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами; 8 – пробка; 9 – ведро

Для определения плотности необходимо отделить доньшко поплавка от мерного стакана, доньшко и стакан промыть водой и насухо вытереть.

Налить в ведро чистую воду (пресную или морскую), имеющую температуру  $20 \pm 5^{\circ}$  С. Уровень воды в ведре с погруженным в нее ареометром должен находиться не более, чем в 5 мм от края ведра.

В мерный стакан ареометра налить воду из ведра, в котором производится замер, стакан при этом держать вертикально. Соединить доньшко со стаканом поворотом до упора.

Погрузить ареометр в ведро и вращением стержня согнать воздушные пузырьки. При стабильном положении прибора прочесть и записать показания и знак (+) или (-) поправки по поправочной шкале.

Поднять прибор, отсоединить стакан от доньшка и вылить воду в ведро. Протереть внутреннюю часть стакана от капель воды. Залить в мерный стакан ареометра подготовленную пробу тампонажного раствора, соединить стакан с доньшком. Тщательно смыть водой излишки раствора с поверхности ареометра. Погрузить ареометр в ведро с водой, вращением стержня согнать пузырьки воздуха и по делению основной шкалы, до которого ареометр опустится в воду, прочесть значение плотности тампонажного раствора. При надетом калиброванном грузе отчет брать по левой шкале с оцифровкой от 800 до 1700 кг/м<sup>3</sup>. Если ареометр при надетом калиброванном грузе погрузится так, что шкала окажется под уровнем воды в ведре, то следует снять груз и отчет брать по правой части основной шкалы с оцифровкой от 1700 до 2600 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность тампонажного раствора равна алгебраической сумме показаний основной и поправочной шкал.

***Определение сроков схватывания тампонажных растворов  
при атмосферном давлении и температурах до 90<sup>0</sup> С***

Наиболее быстро схватывание тампонажного раствора происходит в том случае, когда он после затворения остается в покое. Простейший способ характеристики скорости

схватывания в статических условиях основан на периодическом измерении глубины погружения в твердеющий тампонажный раствор иглы определенного сечения под действием груза определенной массы.

**ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ:** прибор ВИКА, тампонажный раствор.

Прибор Вика (рис. 5.7) имеет цилиндрический металлический стержень 6, свободно перемещающийся в обойме станины 7. Для закрепления стержня на требуемой высоте служит зажимной винт 3. Стержень снабжен указателем 1 для отсчета перемещения его относительно шкалы 2 с делениями от 0 до 40 мм, прикрепленной к станине. Шкала имеет цену деления через 1 мм. При определении сроков схватывания применяется игла 4.

Игла изготавливается из стальной жесткой нержавеющей проволоки с полированной поверхностью, она не должна иметь искривлений. Поверхность иглы должна быть чистой. При пользовании прибором масса перемещающейся части прибора должна быть 300 г, включая дополнительный груз 5, который накладывается сверху стержня.

Коническое кольцо 8 (рис. 5.7б) для тампонажного раствора имеет следующие размеры: внутренний диаметр верхнего основания  $65 \pm 5$  мм, нижнего  $75 \pm 5$  мм, высота  $40 \pm 0,5$  мм. Под кольцо подкладывается пластинка. Сверху на кольцо устанавливается надставка высотой 5 мм. Кольцо к прибору Вика и пластинка, на которую устанавливают кольцо во время испытания, должны быть изготовлены из нержавеющей стали, пластмассы или стекла.

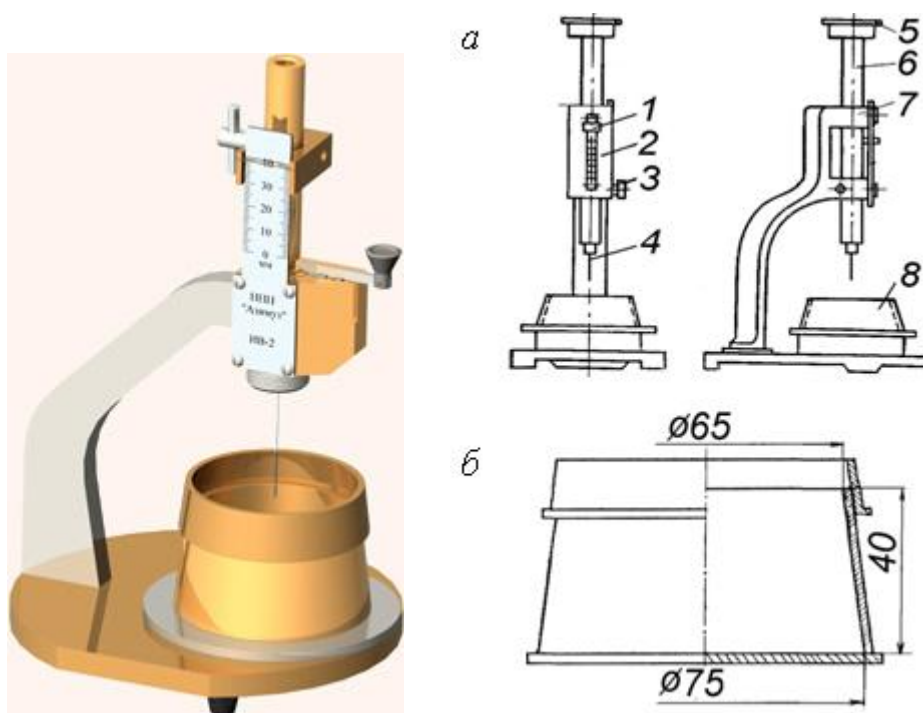


Рис. 5.7. Прибор ВИКА для определения сроков схватывания тампонажного раствора: а) схема; б) кольцо прибора ВИКА с надставкой

Перед началом испытаний следует проверить, свободно ли опускается стержень прибора, а так же совпадает ли нулевое деление шкалы с чертой, имеющейся на стержне, при соприкосновении иглы с пластинкой. В случае их несовпадения шкалу прибора передвигают.

Стенки кольца и пластинку, на которую оно устанавливается, смазывают слоем жидкого машинного масла. В противном случае схватывающийся тампонажный раствор будет трудно удалить из кольца.

Если необходимо определить сроки схватывания при температуре выше комнатной, раствор заливают в кольцо без надставки, но с некоторым избытком. Избыток сразу же срезают линейкой и накрывают кольцо металлической или стеклянной пластинкой, смазанной слоем жидкого масла. Пластинку прижимают к кольцу специальным приспособлением. Кольцо, закрытое пластинкой, погружают в водный термостат с заданной температурой. Первое погружение иглы проводят через 1 ч после затворения, последующие – через каждые 5 мин до окончания испытаний.

Перед каждой очередной загрузкой в термостат кольцо с раствором снова накрывают пластинкой и регистрируют с последующей записью температуру воды.

При температуре испытаний  $<40\text{ }^{\circ}\text{C}$  последняя должна поддерживаться с точностью  $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при более высокой температуре – с точностью  $\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Для определения сроков схватывания тампонажных растворов, применяемых для тампонирувания глубоких и сверхглубоких скважин при давлении на забое до 100 МПа и температуре до  $+250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , используется установка УС-1.

## ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Перед испытаниями следует убедиться, свободно ли опускается стержень прибора Вика, а также проверить нулевое показание прибора. Кроме того, проверяют чистоту и отсутствие искривлений иглы.
2. Стенки кольца и пластинку, на которую оно устанавливается, смазывают слоем жидкого машинного масла. В противном случае схватывающийся тампонажный раствор будет трудно удалить из кольца.
3. Для определения сроков схватывания готовят  $300\text{ см}^3$  раствора, который после 3-минутного перемешивания заливают в кольцо прибора ВИКА до верхнего края надставки и записывают время начала затворения раствора.
4. Через 1ч после затворения надставку снимают, а избыток раствора срезают вровень с краями кольца смоченной в воде металлической или деревянной линейкой.
5. Иглу прибора доводят до соприкосновения с поверхностью цементного теста, приготовленного и уложенного в кольцо, и в этом положении закрепляют стержень зажимным винтом; затем освобождают стержень, после чего игла должна свободно погружаться в тесто.

В начале испытания, пока тесто находится в жидком состоянии, во избежание сильного удара иглы о пластинку можно ее слегка задерживать при погружении в тесто. Как только тесто загустеет настолько, что опасность повреждения иглы будет исключена, игле дают свободно опускаться. Момент начала схватывания должен быть определен при свободном опускании иглы.

6. Иглу погружают в тесто через каждые 5 мин до начала схватывания и через 15 мин в последующее время, передвигая кольцо после каждого погружения для того, чтобы игла не попадала в одно и то же место. После каждого погружения иглу следует вытирать.

**Началом схватывания** цементного теста считается время, прошедшее от начала затворения (момент приливания воды) до того момента, когда игла не будет доходить до пластинки на 1—2 мм.

**Концом схватывания** цементного теста считается время от начала затворения до момента, когда игла будет опускаться в тесто не более чем на 1 мм.

6. Результаты измерений занести в табл. 5.1.

### *Определение времени загустевания тампонажного раствора*

Процесс схватывания тампонажного раствора, находящегося в движении, проявляется в увеличении его динамического напряжения сдвига и пластической вязкости, что приводит к увеличению гидравлических сопротивлений при течении раствора в трубах и заколонном

пространстве, и, соответственно, к повышению давления на насосах цементовочных агрегатов в процессе тампонирования.

Однако измерение реологических параметров тампонажного раствора в области, близкой к пределу прокачиваемости, связано со значительными трудностями. Поэтому на практике вместо измерения показателей реологических свойств тампонажных растворов определяют изменение их консистенции во времени с помощью специальных приборов – консистометров.

**ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ:** прибор консистомер КЦ-5, тампонажный раствор.

Консистомер (рис. 5.8) представляет собой вращающийся цилиндрический сосуд – стакан, внутри которого находится лопастная мешалка. Ось мешалки связана с калиброванной пружиной, с помощью которой измеряется усилие, передаваемое на лопасти мешалки при перемешивании раствора. Консистомер тарируется в условных единицах по истинно вязким жидкостям.

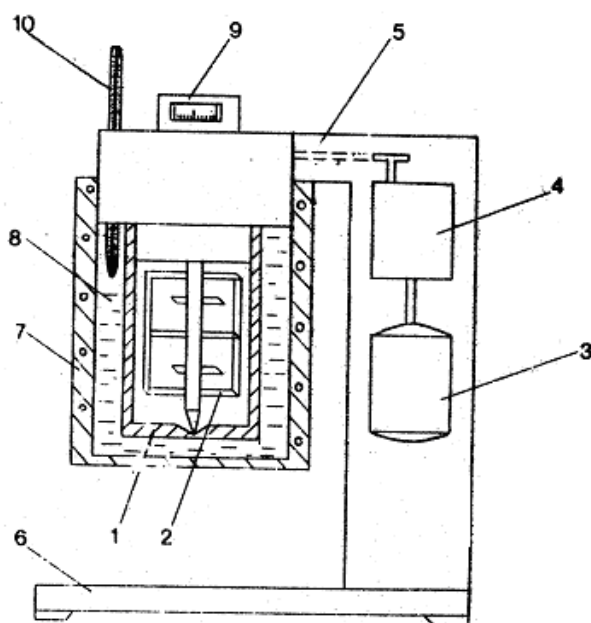


Рис. 5.8. Консистомер КЦ-5:

1 – стакан; 2 – рамка; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор; 5 – кронштейн; 6 – станина; 7 – нагреватель; 8 – водяная баня; 9 – шкала; 10 – термометр

#### *Техническая характеристика консистометра КЦ-5*

Диапазон измерения консистенции, Па·с	0,5-10
Максимальная температура нагрева пробы, °С	90
Максимальное давление испытания, МПа	атмосферное
Частота вращения стакана с пробой, об/мин	60
Приведенная погрешность измерения консистенции, %	±4

#### ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Для определения консистенции готовят 650 см<sup>3</sup> тампонажного раствора и заливают его в стакан. Уровень раствора при этом не должен доходить до верхнего края цилиндра на 3 см.
2. В стакан опускают мешалку, включают электродвигатель и одновременно пускают секундомер. С момента приготовления раствора до момента пуска электродвигателя должно

пройти не более 5 мин. При испытаниях тампонажного раствора в консистомере КЦ-5 в момент пуска прибора и в дальнейшем через каждые 5 мин фиксируют показания по шкале (текущее значение консистенции), температуру раствора и напряжение в электронагревателе. Испытание прекращают, когда консистенция достигнет 5 Па с.

3. По результатам испытаний строят кривую изменения консистенции во времени - кривую загустевания (рис. 5.9), по которой и находят срок загустевания, равный времени от начала испытаний до того момента, когда консистенция тампонажного раствора  $\eta_k$  достигнет значения 3 Па·с. Испытание тампонажного раствора в консистомере КЦ-5 прекращают, когда консистенция достигнет 5 Па с.

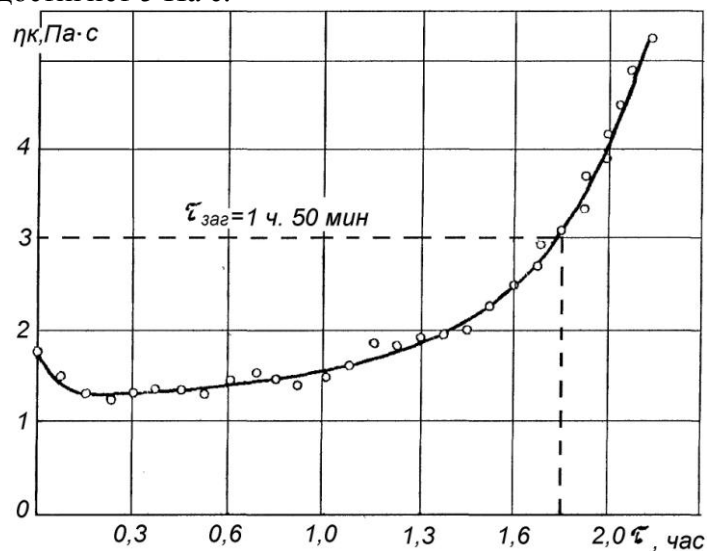


Рис. 5.9. Кривая загустевания по данным консистомера КЦ-5

4. Результаты измерений занести в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Сводная таблица результатов измерений основных свойств испытуемой тампонажной смеси

Параметры	Показатель	
	Единица измерения	Величина
Состав смеси		
1.Количество тампонажного материала	г	
2.Количество жидкости затворения	г	
3.Водоцементное отношение (В/Ц)	—	
Растекаемость		
1.Наименьший диаметр расплыва	см	
2.Наибольший диаметр расплыва	см	
3.Средний диаметр расплыва (растекаемость)	см	
Время загустевания	ч—мин	
Сроки схватывания		
1.Время начала затворения	ч—мин	
2.Срок начала схватывания	ч—мин	
3.Срок конца схватывания	ч—мин	
Показатель фильтрации (водоотдача)		
5 сек	см <sup>3</sup>	
10 сек	см <sup>3</sup>	
15 сек	см <sup>3</sup>	
20 сек	см <sup>3</sup>	

25 сек	см <sup>3</sup>	
30 сек	см <sup>3</sup>	
40 сек	см <sup>3</sup>	
50 сек	см <sup>3</sup>	
60 сек	см <sup>3</sup>	
Водоотдача за 30 мин.	см <sup>3</sup>	
Седиментационная устойчивость (водоотделение)	%	
Плотность тампонажного раствора	кг/м <sup>3</sup>	

3. Отчет по данной части работы должен включать следующие разделы:

- цель работы;
- приборы, их краткое описание, материалы;
- порядок выполнения работы;
- график загустевания по данным консисометра КЦ-5;
- таблица параметров тампонажных смесей;
- выводы по свойствам и качеству тампонажной смеси.

## **Работа 6. Проектирование скважины**

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: разработать конструкцию скважины по заданным параметрам.

ЗАДАНИЕ:

- 1) разработать конструкцию скважины по варианту, указанному в табл. 6.9;
- 2) запроектировать режим бурения скважины;
- 3) разработать режим цементирования скважины

### **ЧАСТЬ 1. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ**

Конструкцию скважины характеризуют следующие параметры:

- число обсадных колонн;
- глубина спуска обсадных колонн;
- интервалы затрубного цементирования;
- диаметры обсадных колонн;
- диаметры ствола скважины под обсадные колонны.

#### **Общая методика**

Общая методика разработки конструкции скважины сводится к следующему:

1. Исходя из заданных геологических условий определяется необходимое число обсадных колонн.
2. Для каждой колонны в соответствии с назначением определяется глубина спуска и интервал затрубного цементирования (следует помнить, что в газовых скважинах затрубное пространство цементируется до устья, а в нефтяных основные колонны цементируются с перекрытием предыдущих не менее 300 м.).
3. Выбирается диаметр эксплуатационной колонны по предполагаемому дебиту полезного ископаемого (табл. 6.1).

Таблица 6.1.

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн (мм)							
при ожидаемом дебите							
нефти, м <sup>3</sup> /сут.				газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут.			
до 100	до 150	до 300	более 300	до 250	до 500	до 1000	до 5000
127-140	140-146	168-178	178-194	114-146	146-168	178-219	219-273

4. Определяется диаметр муфт  $d_{м.э.}$  и радиальный зазор  $\delta_э.$ (между муфтой и стенкой скважины) для эксплуатационной колонны (табл. 6.2).

Таблица 6.2.

Наружный диаметр, мм		Величина радиального зазора, мм
обсадных труб	Муфт	
140; 146; 168	159; 166; 188	10-15
178; 194	198; 216	15-20
219; 245	245; 270	20-25
273; 299	299; 324	25-30
324; 340; 351	351; 365; 376	30-40

5. Рассчитывается необходимый минимальный диаметр ствола скважины в интервале эксплуатационной колонны из выражения (6.1).

$$d_{с.э.} = d_{м.э.} + 2\delta_э. \quad (6.1)$$

6. По рассчитанному диаметру скважины подбирается диаметр долота для бурения ствола под эксплуатационную колонну  $d_{д.э.}$  (190,5; 215,9; 244,5; 269,6; 295,3; 320; 346; 370; 394; 445; 490).
7. Рассчитывается необходимый внутренний диаметр технической колонны  $d_{вн.т.}$  по формуле (2) и подбирается наружный диаметр технической колонны (табл. 6.3).

$$d_{вн.т.} = d_{д.э.} + (5 \div 8)мм. \quad (6.2)$$

Таблица 6.3.

Значение внутренних диаметров (мм) Для обсадных труб с различной толщиной стенок														
Толщина стенок, мм	Наружный диаметр, мм													
	116	168	178	194	219	245	273	299	324	340	351	377	407	426
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,5	133	155	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	132	154	146	180	205	231	259	-	-	-	-	-	-	-
8	130	152	162	178	203	229	257	283	-	-	-	-	-	-
9	128	150	160	176	201	227	255	281	306	322	333	359	389	-
10	126	148	158	174	199	225	253	279	304	320	331	357	387	406
11	124	146	156	-	-	-	-	277	302	318	329	355	385	404
12	-	144	154	170	195	221	249	275	300	316	327	353	383	402

8. Определяется необходимый диаметр скважины  $d_{с.т.}$  и диаметр долота  $d_{д.т.}$  для бурения ствола под техническую колонну точно также, как и под эксплуатационную (пункты 4, 5, 6).
9. Аналогично находятся диаметры предыдущих обсадных колонн и долот.
10. Все полученные данные о конструкции скважины сводятся в табл.

## **ЧАСТЬ 2. РАЗРАБОТКА РЕЖИМА БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

### **1. Расчет осевой нагрузки на долото**

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

В практике бурения для приближенного расчета осевой нагрузки используется выражение

$$G_{oc.} = q \cdot d_{\delta}, \quad (6.3)$$

где  $q$  – удельная нагрузка на 1 см диаметр долота для соответствующих пород, кгс/см;  
 $d_{\delta}$  – диаметр долота, см.

Значения удельных нагрузок для пород различной категории по буримости приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Категория по буримости	Удельная нагрузка, кгс/см
Мягкие (М)	200-600
Средней мягкости (С)	600-1000
Твердые (Т)	1000-1400
Крепкие (К)	1400-1600
Очень крепкие (ОК)	1600-1800

Расчетное значение осевой нагрузки в любом случае не должно превышать 80 % от предельно допустимой нагрузки  $P_{доп.}$  на долото, указанной в табл. 6.5.

Таблица 6.5.

Диаметр долота, мм	Предельная нагрузка $P_{доп.}$ , Тс
190,5	22
215,3	26
244,5	30
269,9	32
295,3-490	40
Тип опор долота	Предельная частота оборотов, об/мин
В	70
Н (НУ)	400
А (АУ)	600

$$G_{oc.} \leq 0,8 \cdot P_{доп.}, \quad (6.4)$$

## 2. Расчет частоты оборотов долота

Частота оборотов, как режимный параметр обеспечивает темпы углубления забоя в единицу времени.

Для приближенного расчета частоты оборотов используется выражение

$$n = \frac{60V_{л}}{\pi d_{\delta}} \quad \text{или} \quad n = 19,1 \frac{V_{л}}{d_{\delta}}, \quad (6.5)$$

где  $n$  – частота оборотов долота, об/мин;

$V_{л}$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$d_{\delta}$  – диаметр долота, м;

$\pi=3,14$ .

Значения рекомендуемой линейной скорости  $V_{л}$  для пород различной категории приведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6.

Категория по буримости	Линейная скорость, м/с
М; МЗ	3,4-2,8
МС; МСЗ	2,8-1,8



Категория по буримости	Линейная скорость, м/с
С; СЗ	1,8-1,3
СТ; Т	1,3-1,1
ТЗ; ТК	1,1-1,0
ТКЗ; К	1,0-0,8
ОК	0,8 и менее

Расчетное значение частоты оборотов не должно превышать 80 % от допустимой частоты вращения долота  $n_{дон}$ , указанной в табл. 6.5.

$$n \leq 0,8 \cdot n_{дон}, \quad (6.7)$$

По результатам расчета осевой нагрузки и частоты оборотов определяется типоразмер и конструкция шарошечного долота. Например, 215,3 МСЗ-ГВ (Г- боковая схема промывки рекомендуется при бурении пород мягких (М) и средней твердости (С), для пород твердых (Т) и крепких (К,ОК) рекомендуется использование центральной схемы промывки (индекс Ц или не указывается).

### 3. Расчет расхода промывочной жидкости

Промывочная жидкость должна обеспечивать очистку забоя скважины от шлама и транспортировку его на поверхность.

Интенсивность промывки (расход жидкости) оценивается объемом жидкости прокачиваемой через скважину в единицу времени и измеряется, как правило, в л/с. Практикой установлено, что расход промывочной жидкости, при котором происходит удовлетворительная очистка забоя скважины, составляет в среднем 0,05 – 0,065 л/с на 1 см<sup>2</sup> площади забоя скважины при минимальном значении 0,03 – 0,04 л/с.

Исходя из этого расход промывочной жидкости определяется из выражения

$$Q = K \cdot S_z, \quad (6.8)$$

где  $K$  – коэффициент удельного расхода, равный 0,03 – 0,065 л/с на 1 см<sup>2</sup> площади забоя;

$S_z$  – площадь забоя (см<sup>2</sup>), определяемая как  $S_z = 0,785 \cdot d_\partial^2$ , где

$d_\partial$  – диаметр долота в см.

Вынос продуктов разрушения по затрубному кольцевому пространству обеспечивается при скоростях восходящего потока, превышающих скорость падения частиц в неподвижной жидкости. Значение скоростей восходящего потока промывочной жидкости  $V_{восх.}$  рекомендуется от 0,5 – 0,8 м/с до 1,5 – 1,8 м/с. Большие значения рекомендуется применять для более мягких пород.

Из этого условия расход промывочной жидкости составит

$$Q = V_{восх.} \cdot S_{к.п.}, \quad (6.9)$$

где  $V_{восх.}$  – скорость восходящего потока, м/с;

$S_{к.п.}$  – площадь кольцевого зазора между стенками скважин и бурильными трубами, м<sup>2</sup>.

$$S_{к.п.} = 0,785 \cdot (d_\partial^2 - d_{\partial.т.}^2), \quad (6.10)$$

где  $d_\partial$  – диаметр ствола скважины, принимаемый равным диаметру долота, м;

$d_{\partial.т.}$  – диаметр бурильных труб, м.

### 4. Выбор качества буровой промывочной жидкости

Наиболее универсальной и наиболее широко применяемой буровой промывочной жидкостью в условия Томской области является глинистый раствор. Качество глинистого раствора оценивается целым рядом характеристик, основными из которых являются:

1. Плотность ( $\rho$ ).
2. Условная вязкость (УВ).
3. Фильтрация ( $\Phi$ ).

#### 4. Статическое напряжение сдвига (С.Н.С.).

*Плотность* – содержание массы вещества в единице объема, измеряется ареометром в г/см<sup>3</sup>.

Плотность буровой промывочной жидкости (БПЖ) определяет величину гидростатического давления в скважине.

Повышение давления в скважине снижает механическую скорость бурения и проходку на долото, приводит к усиленному поглощению промывочной жидкости при бурении трещиноватых пород.

При бурении скважин в неосложненных условиях значение плотности должно быть минимальным, чтобы получить максимальные показатели бурения. В условиях Томской области задается плотность равная 1,08 – 1,1 г/см<sup>3</sup>.

В то же время увеличение давления на стенки скважины повышает их устойчивость. При бурении интервалов рыхлых неустойчивых пород задается плотность 1,12-1,14 г/см<sup>3</sup>.

При вскрытии продуктивных горизонтов плотность БПЖ задается равной 1,1-1,12 г/см<sup>3</sup>.

*Условная вязкость* промывочной жидкости определяет степень ее подвижности или текучести при прокачивании. Измеряется условная вязкость в секундах с помощью вискозиметра СПВ – 5.

При отсутствии поглощений вязкость раствора задают минимальной в пределах 18 – 25 с. (для воды в нормальных условиях вязкость составляет 15с). В случае наличия поглощений вязкость раствора в зависимости от интенсивности поглощений до 40-60 и более секунд.

*Фильтрация* характеризует способность раствора отфильтровать жидкую фазу в окружающую среду. За единицу фильтрации принят объем отфильтровавшейся жидкой фазы (воды) в см<sup>3</sup> через бумажный фильтр Ø 75 мм при избыточном давлении в 0,1МПа за 30 минут.

При бурении пород, в условия Томской области, инертных к действию воды, фильтрация может достигать 15-25 см<sup>3</sup>/30 мин. При бурении в породах, склонных к набуханию и обвалообразованию, необходимо применять раствор с фильтрацией 10-12 см<sup>3</sup>/30 мин. При вскрытии продуктивных горизонтов фильтрации снижают до 6-10 см<sup>3</sup>/30 мин.

*Статическое напряжение сдвига (СНС)* характеризует прочность структуры раствора в неподвижном состоянии. Измеряется СНС величиной усилия, необходимого для разрушения структуры, отнесенной к единице площади (дПа).

Способность раствора образовать структуру в спокойном состоянии позволяет удерживать частицы горной породы в затрубном пространстве во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции.

Практически значение СНС в большинстве случаев достаточно в пределах 20-30 дПа.

Все полученные данные о параметрах режима бурения сводятся в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Интервал	G <sub>ос</sub> , T <sub>с</sub>	n, об/мин	Q, л/с	Параметры БПЖ				Конструкция долота
				ρ г/см <sup>3</sup>	УВ,с	Ф, см <sup>3</sup> / 30мин	СНС, дПа	
Продуктивный горизонт, м от ___ до ___								

### ЧАСТЬ 3. РАЗРАБОТКА РЕЖИМА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

При разработке режима цементирования определяют:

- объем затрубного пространства, подлежащего цементированию;
- объем потребного количества тампонажной жидкости (цементного раствора);
- удельный вес тампонажной жидкости;
- количество составных компонентов для приготовления потребного объема тампонажной жидкости;
- объем продавочной жидкости;
- давление на цементировочной головке в конце продавки смеси и тип цементировочного агрегата;
- время цементирования и количество цементировочных агрегатов.

Объем затрубного пространства  $V_{з.п.}$  определяется по формуле

$$V_{з.п.} = \frac{\pi}{4} \cdot K \cdot (d_c^2 - d_n^2) \cdot H_{ц}, \quad (6.11)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий увеличение объема затрубного пространства за счет разработки диаметра скважин, наличия каверн и трещин (рис. 6.1).

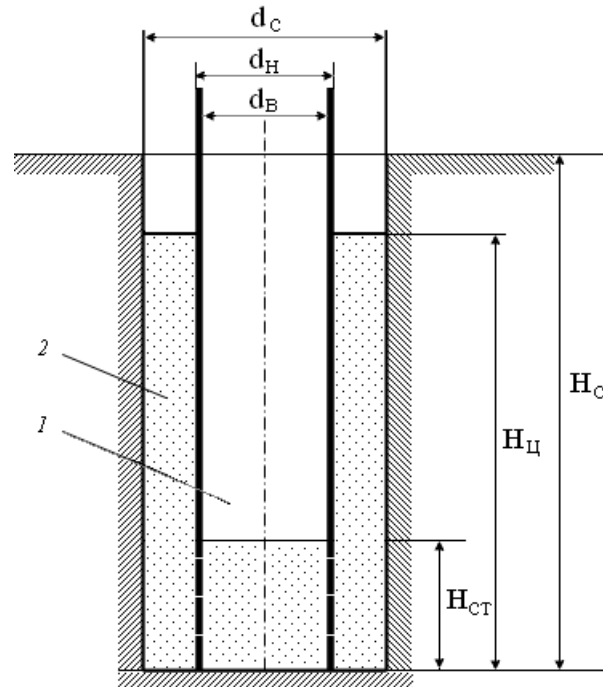


Рис. 6.1. Одноколонная конструкция нефтяной скважины: 1 – продавочная жидкость; 2 – цементный раствор.

Значение коэффициента  $K$  определяется для конкретных условий с использованием кавернограмм и опыта работ по цементированию. Обычно  $K$  изменяется от 1,2 до 2,5.

Объем тампонажной жидкости  $V_{ц.р.}$ , необходимой для цементирования, определяется из выражения

$$V_{ц.р.} = V_{з.п.} + V_{ст.}, \quad (6.12)$$

где  $V_{ст.}$  – объем цементного стакана.

$$V_{ст.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_в^2 \cdot H_{ст.}, \quad (6.13)$$

Высота цементного стакана  $H_{ст.}$  задается из следующих соображений. При существующей схеме цементирования тампонажная жидкость вытесняется в затрубное пространство с помощью продавочной жидкости (обычно это глинистый раствор или вода). При такой схеме продавочная жидкость в процессе продавки постоянно

контактирует с тампонажной жидкостью, в результате чего происходит взаимное их перемешивание. В интервале перемешивания тампонажная смесь теряет свое основное свойство – твердеть с образованием прочного и плотного искусственного камня. Постановка разделительной пробки между тампонажной смесью и продавочной жидкостью уменьшает интервал перемешивания, но не исключает его полностью. Чтобы не ухудшить качество цементирования, интервал тампонажной жидкости, загрязненный продавочной жидкостью, оставляют внутри колонны обсадных труб в виде цементного стакана. Величина этого интервала  $H_{cm}$  зависит в основном от времени контакта (время продавки) и будет тем больше, чем длиннее обсадная колонна, подлежащая цементированию.

Значение  $H_{cm}$  в зависимости от глубины скважины меняется от 5-10 м. до 30-50 м. Оставление цементного стакана практически решается установкой на высоте  $H_{cm}$  кольца «стоп», ниже которого разделительная пробка и продавочная жидкость перемещаться не могут.

*Составными компонентами* тампонажной жидкости являются: вода, цемент, песок, бентонитовый глинопорошок, утяжелители и химреагенты для регулирования свойств тампонажной смеси. Главными из них является вода и цемент, которые образуют водоцементную смесь, называемую цементным раствором.

*Плотность* цементного раствора определяется по формуле

$$\rho_{ц.р.} = \frac{(1+m) \cdot \rho_u \cdot \rho_v}{\rho_v + m \cdot \rho_u}, \text{ т/м}^3 \text{ (г/см}^3\text{)}, \quad (6.14)$$

где  $m$  – водоцементное отношение, характеризует весовое отношение воды к цементу в данном растворе. Практически значение  $m$  изменяется в пределах  $0,4 \div 0,6$ ;  $\rho_u$  – плотность сухого цемента, изменяется в пределах  $3-3,2 \text{ т/м}^3$ . При расчетах принимается равным  $3,15 \text{ т/м}^3$  ( $3,15 \text{ г/см}^3$ );  $\rho_v$  - плотность воды, принимается равным  $1,000 \text{ т/м}^3$  ( $1 \text{ г/см}^3$ ).

*Количество сухого цемента* для приготовления  $1 \text{ м}^3$  цементного раствора определяется из выражения

$$q_u = \frac{\rho_{ц.р.}}{1+m}, \text{ т/м}^3, \quad (6.15)$$

Для приготовления всего объема цементного раствора потребуется  $G_{ц}$

$$G_{ц} = q_u \cdot V_{ц.р.}, \text{ т}, \quad (6.16)$$

с учетом потерь при приготовлении раствора

$$G_{ц} = K_n \cdot G_{ц}, \text{ т}, \quad (6.17)$$

где  $K_n$  – коэффициент, учитывающий неизбежные потери цемента при приготовлении цементного раствора. Значение  $K_n$  практически изменяется в пределах  $1,05 \div 1,15$ .

*Количество воды*, необходимой для приготовления  $1 \text{ м}^3$  цементного раствора, определяется из выражения

$$V_g = m \cdot G_{ц}, \text{ м}^3, \quad (6.18)$$

*Объем продавочной жидкости* определится выражением

$$V_{н.ж.} = K_{сж.} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_g^2 \cdot (H_{скв.} - H_{cm.}), \text{ м}^3, \quad (6.19)$$

где  $K_{сж.}$  – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости,  $K_{сж.} = 1,03 \div 1,05$ .

*Давление на цементировочной головке*, развиваемое насосом в конце закачки продавочной жидкости ( $P_{max}$ ), складывается из гидростатического ( $P_{zc}$ ) и гидродинамического ( $P_{zd}$ ):

$$P_{max} = P_{zc} + P_{zd}, \quad (6.20)$$

Гидростатическое давление по величине должно уравновесить ствол цементного раствора в затрубном пространстве. Принимая в качестве продавочной жидкости глинистый раствор ( $\gamma_{н.ж.} = \gamma_{г.р.}$ ), можно записать

$$P_{zc} = 0,1(H - H_{cm}) \cdot (\rho_{ц.р.} - \rho_{г.р.}), \text{ атм}, \quad (6.21)$$

где  $H_{ц}$  и  $H_{cm}$  – в метрах,  $\rho_{ц.р.}$  и  $\rho_{г.р.}$  – в  $\text{т/м}^3$  или  $\text{г/см}^3$ .

Гидродинамическое давление, необходимое для преодоления сопротивлений при движении жидкости, определяется по эмпирической формуле

$$P_{z.d.} = 0,02 \cdot H_{скв.} + 16, \text{ атм}, \quad (6.22)$$

где  $H_{скв.}$  – в метрах.

По найденному максимальному давлению в конце процесса цементирования выбирается тип цементировочного агрегата и режим его работы по табл. 4.8. Тип агрегата, диаметр поршня и скорость должны быть выбраны такими, чтобы была обеспечена максимальная подача раствора, при этом указанное в таблице давление должно быть больше рассчитанного по формуле 6.20.

Таблица 6.8

Тип агрегата	Скорость	Характеристики агрегатов при разных диаметрах поршня					
		подача, л/с	давление, атм	подача, л/с	давление, атм	подача, л/с	давление, атм
ЦА-320	I II III IV	d = 100 мм		d = 115 мм		d = 127 мм	
		1,40	400	1,74	320	2,35	240
		2,55	320	3,16	266	4,28	196
		4,80	165	5,98	140	8,10	103
		8,65	95	10,70	78	14,5	58
ЦА-400	I II III IV	d = 110 мм		d = 125 мм		d = 140 мм	
		6,60	400	8,80	300	11,20	235
		9,50	275	12,60	210	16,10	160
		14,10	185	18,60	140	23,80	110
		19,50	135	23,40	100	33,0	80

*Время цементирования* ограничивается временем до начала схватывания приготовленного цементного раствора. В любом случае процесс закачки цементного раствора в обсадную колонну и его вытеснение в затрубное пространство продавочной жидкостью должен закончиться раньше, чем цементный раствор начнет терять свою подвижность (схватываться). Выделяют цементный раствор для «холодных» скважин (температура на забое до 40 °С) начало схватывания которого составляет  $T_{схв.} = 2-7$  часов и цементный раствор для «горячих» скважин (температура на забое более 4 0°С), начало схватывания которого составляет  $T_{схв.} = 1 \text{ час } 45 \text{ мин.} - 2 \text{ час. } 45 \text{ мин.}$

Для успешного цементирования считается, что время цементирования должно быть меньше начала схватывания  $T_{схв.}$

$$T_{ц.} \leq 0,75 T_{схв.}, \quad (6.23)$$

Таким образом, за время  $T_{ц.}$  Необходимо закачать в скважину цементный раствор объемом  $V_{ц.р.}$  и продавочную жидкость объемом  $V_{п.ж.}$ . Т.е. суммарный объем жидкости, который необходимо закачать в скважину, составит

$$V = V_{ц.р.} + V_{п.ж.}, \quad (6.24)$$

Необходимая суммарная производительность закачки жидкости в скважину  $\Pi$  определится из выражения

$$\Pi = \frac{V}{T_{ц.}}, \text{ л/с}, \quad (6.25)$$

где  $V$  – объем в литрах,  $T_{ц.}$  – время в секундах.

Зная производительность одного агрегата, выбранного по максимальному расчетному давлению, можно найти необходимое число агрегатов

$$n = \frac{P}{P_1} + 1, \quad (6.26)$$

где  $P$  – суммарная производительность, найденная по выражению (15), л/с;

$P_1$  – производительность агрегата, найденная по табл. 6.8, л/с;

$n$  – требуемое количество агрегатов;  $I$  – резервный агрегат.

Практически число цементировочных агрегатов может отличаться от рассчитанного по изложенной методике. Дело в том, что в начальный период закачки цементного раствора давление, которое развивает насос, будет минимальным, т.е. насос может развивать большую производительность, чем принимается по данной методике. Поэтому при более тщательном расчете число агрегатов может быть уменьшено.

С другой стороны возникает необходимость повышения качества цементирования создавать в затрубном пространстве высокую скорость подъема цементного раствора. При этом число агрегатов потребуется больше.

### РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Адлер Г.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Моделирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1970. – 298 с.
2. Булатов А.И. и др. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981. – 239 с.
3. Булатов А.И. Регулирование свойств тампонажных материалов. – М.: Недра, 1978. – 326 с.
4. Бурение разведочных скважин. Учеб. для вузов/Н. В. Соловьев, В. В. Кривошеев, В. И. Брылин, В. Г. Храменков и др.; Под общ. ред. Н. В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.
5. ГОСТ 1581-85.
6. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М.: Недра, 1978. – 237 с.
7. Данюшевский В.С., Толстых И.С., Мильштейн В.И. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М.: Недра, 1973. – 326 с.
8. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 247 с.
9. Клюсов А.А. и др. Особенности испытания тампонажных материалов для низкотемпературных скважин. – М.: ВНИИЭгазпром, 1989. – 30 с.
10. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
11. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.
12. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007. – 368 с.
13. Овчинников В.П., Клюсов А.А., Кузнецов В.Г. Методические указания по выполнению лабораторных и учебно-исследовательских работ по курсу «Заканчивание скважин» (часть I) для студентов очного и заочного обучения специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2003. – 20 с.
14. Подгорнов В.М., Ведишев И.А. Практикум по заканчиванию скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1985. – 256 с.
15. Чубик П. С. Практикум по тампонажным материалам. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 82 с.
16. <http://www.korund-ufa.ru/pribory/32.php>

Таблица. 6.9. Варианты заданий

№ п.п	Исходные данные	Варианты									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Категория скважины	опорная		поисковая		параметрическая		разведочная		эксплуатационная	
2.	Проектная глубина, м	4000	3800	3600	2700	3900	3800	4000	3800	2500	2700
3.	Типы пород по интервалам, м а). Мягкие "М"	0 - 400	0 - 500	0 - 100	0 - 600	0 - 1400	0-200 1500 - 19000	0 - 150	0-500	0-300	0-350
	б). Средней твердости "С"	400-2000 2400 - 2700	500- 1500 1900 - 2300	100-600 1000 - 2500	600-2000 2200 - 2650	1400- 2000 2400 - 2700	200-1500 2300 - 2700	150- 1900 2800 - 3600	500- 1800 2500 - 3400	300- 1500 1900 - 2300	350- 2000
	в). Твердые "Т"	2000 - 2400 2700 - 3500	1500 - 1900 2300 - 3200	600 - 1000 2500 - 3500	2000 - 2200	2000 - 2400 2700 - 3700	1900 - 2300	1900 - 2800 3600 - 4000	1800 - 2500 3400 - 3600	1500 - 1900 2300 - 2500	2000- 2700
	г). Крепкие "К"	3500 - 4000	3200 - 3800	3500 - 3600	2650 - 2700	3700 - 3900	2700 - 3800	-	3600 - 3800	-	-
4.	Характер осложнений по интервалам, м а). Размыв и обрушение	0 - 400	0 - 600	200 - 300	0 - 500	0-400	0 - 200	0-150	0 - 450	0-300	0-350
	б). Обвалообразование	2400 - 2700	2290 - 2300	2300 - 2500	1600 - 1700	2500 - 2600	1500 - 1900 2500 - 2600	2800 - 2900	2500 - 2600	1700 - 1900	900- 1200
	в). Нефтегазопроявления	3000 - 3050 3800 - 3900	2300 - 2350 3700 - 3800	3300 - 3400 3490 - 3800	1500 - 1800 2650 - 2700	3500 - 3550 3700 - 3750	2200 - 2300 3600 - 3800	2600 - 2750	1900 - 2000 3500 - 3600	2400- 2500	2500- 2700
	г). Поглощения	с 4000	-	3580 - 3600	-	3800 - 3850	-	3950 - 4000	2700 - 2800	-	1700- 1900
5.	Ожидаемый дебит нефти м/сут; газа тыс.м /сут	-	-	200	80	-	-	400	100	150	250

Учебное издание

Нечаева Лариса Николаевна  
Строкова Людмила Александровна

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу  
«Бурение нефтяных и газовых скважин» для студентов,  
обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело»  
специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений»

Научный редактор  
доктор технических наук,  
профессор

*В.Д. Евсеев*

Подписано к печати 29.12.2010. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать Хероx. Усл. печ. л. 000. Уч.-изд. л. 000.

Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Томского политехнического университета сертифицирована  
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО



ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Tel/fax: +7 (3822) 56-35-35, www.tpu.ru