

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**Т. В. Атвиновская**

# **ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**ПРАКТИКУМ**

**по одноименной дисциплине  
для студентов специальности 1-51 02 02  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2019**

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73  
А92

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого (протокол № 4 от 27.10.2016 г.)*

Рецензенты: зав. ОСС БелНИПИнефть канд. техн. наук, доц. *Д. В. Порошин*;  
зав. каф. «Разработка, эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. техн. наук, доц. *А. С. Асадчев*

**Атвиновская, Т. В.**

А92      Технология бурения нефтяных и газовых скважин : практикум по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 69 с. Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-378-3.

Содержит необходимые сведения для ознакомления студентов с задачами по основным изучаемым темам курса «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» в соответствии с программой данной дисциплины.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73

ISBN 978-985-535-378-3

© Атвиновская Т. В., 2019  
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2019

## Предисловие

Цель настоящего практикума, содержащего практические занятия по курсу «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», – дать расширенные теоретические знания студентам.

В практикуме даны задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Данные практические занятия помогут студентам закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студенты на практических занятиях работают по следующей схеме:

- 1) изучают теоретические аспекты рассматриваемой темы;
- 2) рассматривают условия и исходные данные индивидуального задания;
- 3) расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок;
- 4) решенное индивидуальное задание представляется к защите.

## Терминология

*Бурение* – процесс образования горной выработки, преимущественно круглого сечения, путем разрушения горных пород главным образом буровым инструментом (реже – термическим, гидро-эрозионным, взрывным и другими способами) с удалением продуктов разрушения.

*Скважина* (нефтяная, газовая, водяная и т. п.) – сооружение, преимущественно круглого сечения, образуемое путем бурения и крепления и характеризуемое относительно малым размером площади поперечных сечений по сравнению с размером площади боковой поверхности и заранее заданным положением в пространстве.

*Буровой инструмент* – общее название механизмов и приспособлений, применяемых при бурении скважин и ликвидации аварий, возникающих в скважинах.

*Ударный способ бурения* – способ сооружения скважин путем разрушения горных пород за счет ударов породоразрушающего инструмента по забою (дну) скважины.

*Вращательный способ бурения* – способ сооружения скважин путем разрушения горных пород за счет вращения прижатого к забою породоразрушающего инструмента (долото, коронка).

*Буровой раствор* – (промывочная жидкость) – технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных и аэрированных жидкостей, применяемых при промывке скважин в процессе бурения.

*Обсадные трубы* – трубы, предназначенные для крепления скважин, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации нефтяного (газового) пласта (горизонта).

*Обсадная колонна* – колонна, состоящая из последовательно свинченных (сваренных) обсадных труб.

*Затрубное пространство* – пространство между стенками скважины (обсадной колонны) и наружными стенками колонны бурильных труб, образующееся в процессе бурения.

*Разведочное бурение* – бурение скважин с целью разведки нефтяных (газовых) месторождений. Входит в комплекс работ, позволяющий оценить промышленное значение нефтяного (газового) месторождения, выявленного на поисковом этапе, и подготовить его к разработке.

*Эксплуатационное бурение* – бурение скважин с целью разработки нефтяных (газовых) месторождений.

*Турбобур* – забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин в различных геологических условиях.

*Турбинный способ бурения* – бурение скважин при помощи турбобуров.

*Электробур* – буровая машина, приводимая в действие электрической энергией и сообщаящая вращательное движение породоразрушающему инструменту.

*Цементирование (тампонирование) скважины* – закачка цементного раствора в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

*Бурильная колонна* – ступенчатый полый вал, соединяющий буровое долото (породоразрушающий инструмент) с наземным оборудованием (буровой установкой) при бурении скважины.

*Бурильная свеча* – часть бурильной колонны, неразъемная во время спускоподъемных операций; состоит из двух, трех или четырех бурильных труб, свинченных между собой.

*Буровая установка* – комплекс машин и механизмов, предназначенных для бурения и крепления скважин.

*Буровая вышка* – сооружение, устанавливаемое над буровой скважиной для спуска и подъема бурового инструмента, забойных двигателей, обсадных труб.

*Буровая лебедка* – механизм, предназначенный для спуска и подъема колонны бурильных труб, подачи бурового долота на забой скважины, спуска обсадных труб, передачи мощности на ротор.

*Талевая система буровых установок* – ряд механизмов (кронблок, талевый блок, крюк и крюкблок), преобразующих вращательное движение барабана лебедки в поступательное (вертикальное) перемещение крюка.

*Ротор* – механизм, предназначенный для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения, поддержания ее на весу при спускоподъемных операциях и вспомогательных работах.

*Вертлюг* – механизм, обеспечивающий вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и подачу через нее промывочной жидкости.

*Буровой насос* – гидравлическая машина для нагнетания промывочной жидкости в буровую скважину.

*Буровая платформа* – установка для бурения на акваториях с целью разведки или эксплуатации минеральных ресурсов под дном моря.

*Силовой привод бурения установки* – комплекс машин и механизмов, предназначенных для преобразования электрической энергии или энергии топлива в механическую энергию.

*Вибрационное сито* – механизм для очистки бурового раствора (промывочной жидкости) от выбуренной породы и других механических примесей.

*Химические реагенты* – различные химические вещества, предназначенные для регулирования свойств буровых растворов (промывочной жидкости).

*Ведущая бурильная труба* – труба обычно квадратного сечения, которая устанавливается наверху бурильной колонны и передает ей вращение от ротора.

*Шурф для ведущей трубы* – неглубокая скважина, сооружаемая рядом с ротором и предназначенная для опускания ведущей трубы во время наращивания бурильных труб в периоды, когда не бурят.

*Шарошечное буровое долото* – механизм, состоящий из сферических или цилиндрических шарошек, смонтированных на подшипниках качения или скольжения (или их комбинации) на цапфах секций бурового долота.

*Лопастное буровое долото* – корпус с присоединительной резьбой, к которому привариваются три и более лопастей.

*Бурильные трубы* – основная часть бурильной колонны. Бурильные трубы изготавливают бесшовными, из углеродистых или легированных сталей.

*Бурильные замки* – соединительный элемент бурильных труб для свинчивания их в колонну. Бурильный замок состоит из ниппеля и муфты, закрепляемых на концах бурильной трубы.

*Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)* – трубы, предназначенные для создания нагрузки на породоразрушающий инструмент и увеличения жесткости нижней части бурильной колонны.

*Индикатор массы (веса)* – прибор, при помощи которого в процессе бурения определяется осевая нагрузка на долото. Этим прибором определяется также нагрузка, действующая на крюк талевого системы.

Выше приведены только основные термины, широко используемые при бурении нефтяных и газовых скважин. Специалист любого уровня, занимающийся бурением нефтяных и газовых скважин, должен свободно владеть этой терминологией.

## Практическое занятие № 1

### Общие сведения о бурении скважин и способах бурения

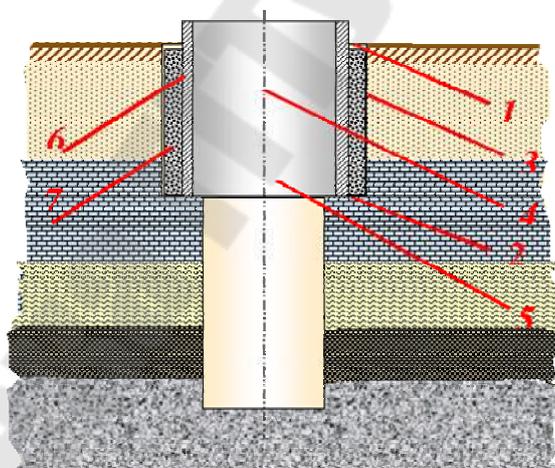
**Цель:** изучить терминологию и общие понятия, используемые при бурении нефтяных и газовых скважин; усвоить теоретические представления о скважине, знать классификацию; изучить технологические схемы бурения скважин.

#### 1. Теоретическая часть

##### *Понятие о буровой скважине, классификация и назначение скважин*

**Бурение** – это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород.

**Скважиной** называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше ее длины (рис. 1.1).



*Рис. 1.1.* Элементы конструкции скважины: 1 – устье скважины (пересечение трассы скважины с дневной поверхностью); 2 – забой скважины (дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу); 3 – стенки скважины (боковые поверхности буровой скважины); 4 – ось скважины (воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины); 5 – ствол скважины (пространство в недрах, занимаемое буровой скважиной); 6 – обсадные колонны (колонны соединенных между собой обсадных труб; если стенки скважины сложены из устойчивых пород, то в скважину обсадные колонны не спускают); 7 – цементный раствор

Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя (сплошным забоем, рис. 1.2, а) или по его периферийной части (кольцевым забоем, рис. 1.2, б). В последнем случае в центре скважины остается колонка породы – керн, которую периодически поднимают на поверхность для непосредственного изучения.

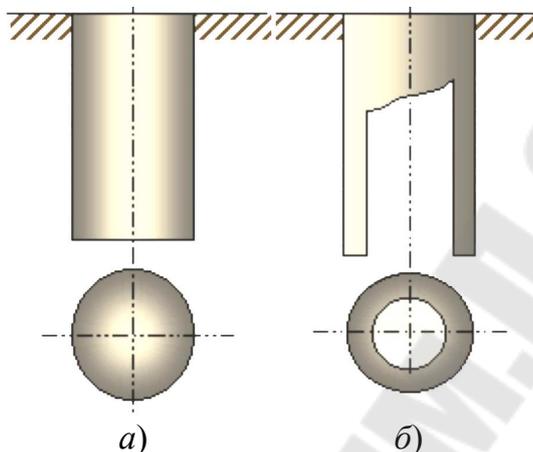


Рис. 1.2. Схема скважины: а – пробуренной сплошным забоем; б – кольцевым забоем

Диаметр скважин, как правило, уменьшается от устья к забою ступенчато на определенных интервалах. Начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм, а конечный – редко бывает меньше 165 мм. Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в пределах нескольких тысяч метров.

Типы буровых скважин, подразделяющихся по пространственному расположению в земной коре, представлены на рис. 1.3.

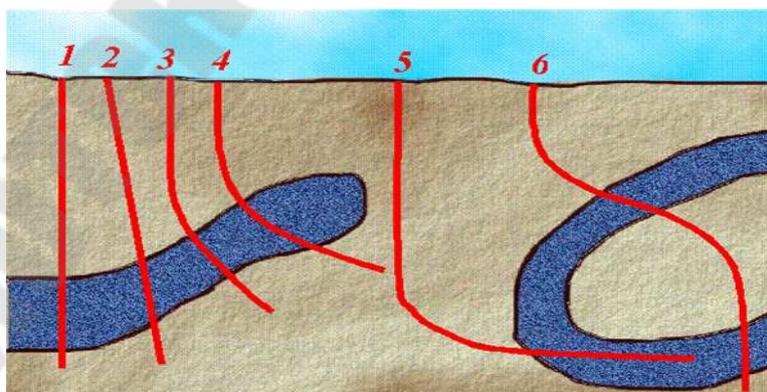


Рис. 1.3. Пространственное расположение скважин: 1 – вертикальные; 2 – наклонные; 3 – прямолинейно-искривленные; 4 – искривленные; 5 – прямолинейно-искривленные (с горизонтальным участком); 6 – сложноискривленные

Нефтяные и газовые скважины бурят на суше и на море при помощи буровых установок. В последнем случае буровые установки монтируются на эстакадах, плавучих буровых платформах или судах. При поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят опорные, параметрические, структурные, поисковые разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные и другие скважины.

*Опорные скважины* закладываются в районах, не исследованных бурением, и служат для изучения состава и возраста слагающих их пород.

*Параметрические скважины* закладываются в относительно изученных районах с целью уточнения их геологического строения и перспектив нефтегазоносности.

*Структурные скважины* бурятся для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению.

*Поисковые скважины* бурят с целью открытия новых промышленных залежей нефти и газа.

*Разведочные скважины* бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для изучения размеров и строения залежи, получения необходимых исходных данных для подсчета запасов нефти и газа, а также проектирования ее разработки.

*Эксплуатационные скважины* закладываются в соответствии со схемой разработки залежи и служат для получения нефти и газа из земных недр.

*Нагнетательные скважины* используются для закачки в продуктивные горизонты воды (реже воздуха, газа) с целью поддержания пластового давления и продления фонтанного периода разработки месторождений, увеличения дебита эксплуатационных скважин, снабженных насосами и воздушными подъемниками.

*Наблюдательные скважины* бурят для контроля за разработкой залежи промышленного значения.

Сегодня нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала вследствие неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (вода, нефть, газ и их смеси), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве

скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты, содержащие различные флюиды.

В ряде случаев дальнейшее углубление ствола скважины становится невозможным без предварительного крепления ее стенок.

Крепление ствола скважины производится путем спуска в нее специальных труб, называемых обсадными. Ряд обсадных труб, соединенных последовательно между собой, составляет обсадную колонну. Для крепления скважин применяют стальные обсадные трубы.

Насыщенные различными флюидами пласты разобщены непроницаемыми горными породами – «покрышками». При бурении скважины эти непроницаемые разобщающие покрышки нарушаются и создается возможность межпластовых перетоков, самопроизвольного излива пластовых флюидов на поверхность, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважину обсадных колонн.

В процессе бурения скважины в неустойчивых горных породах возможны интенсивное кавернообразование, осыпи, обвалы и т. д.

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в нее обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом.

## **Технологические схемы бурения скважин**

По способу воздействия на горные породы различают механическое и немеханическое бурение.

При *механическом бурении* буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее, а при немеханическом – разрушение происходит без непосредственного контакта с породой источника воздействия на нее.

*Немеханические способы* (гидравлический, термический, электрофизический) находятся в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не применяются.

Промышленное применение находят только способы механического бурения – *ударное и вращательное*.

### ***Ударное бурение***

*Ударное бурение*. Из его всех разновидностей наибольшее распространение получило ударно-канатное бурение (рис. 1.4).

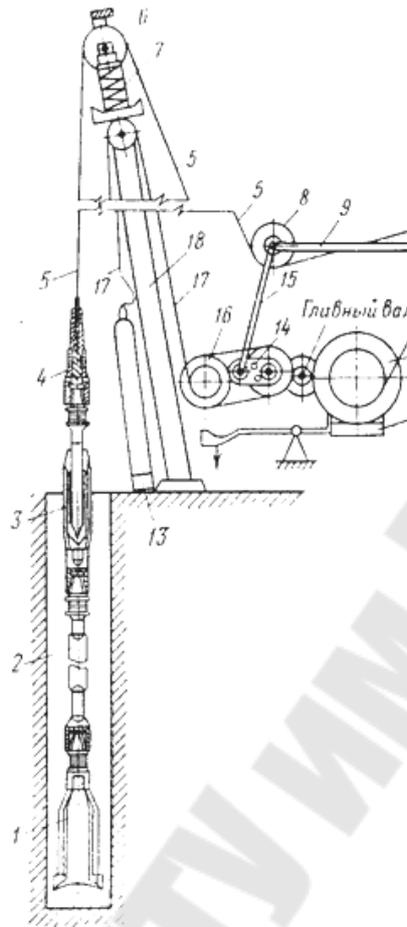


Рис. 1.4. Схема ударно-канатного бурения:

1 – долото; 2 – ударная штанга; 3 – раздвижная штанга; 4 – замок; 5 – канат; 6 – кронблок; 7 – амортизаторы; 8 – оттяжной ролик; 9 – балансирная рама; 10 – направляющий ролик; 11 – барабан; 12 – тормоз; 13 – желонка; 14 – кривошип; 15 – шатун; 16 – барабан; 17 – канат; 18 – мачта

Буровой снаряд, который состоит из долота 1, ударной штанги 2, раздвижной штанги – ножниц 3 и канатного замка 4, спускают в скважину на канате 5, который, огибая кронблок 6, оттяжной ролик 8 и направляющий ролик 10, сматывается с барабана 11 бурового станка. Скорость спуска бурового снаряда регулируют тормозом 12. Блок 6 установлен на вершине мачты 18. Для гашения вибраций, возникающих при бурении, применяются амортизаторы 7.

Кривошип 14 при помощи шатуна 15 приводит в колебательное движение балансирную раму 9. При опускании рамы оттяжной ролик 8 натягивает канат и поднимает буровой снаряд над забоем. При подъеме рамы канат опускается, снаряд падает и при ударе долота о породе последняя разрушается.

По мере накопления на забое разрушенной породы (шлама) возникает необходимость в очистке скважины. Для этого с помощью барабана поднимают буровой снаряд из скважины и многократно спускают в нее желонку 13 на канате 17, сматываемом с барабана 16. В днище желонки имеется клапан. При погружении желонки в зашламленную жидкость клапан открывается и желонка заполняется этой смесью, при подъеме желонки клапан закрывается. Поднятую на поверхность зашламленную жидкость выливают в сборную емкость. Для полной очистки скважины приходится спускать желонку несколько раз подряд.

После очистки забоя в скважину опускают буровой снаряд, и процесс бурения продолжается.

При ударном бурении скважина, как правило, не заполнена жидкостью. Поэтому, во избежание обрушения породы с ее стенок, спускают обсадную колонну, состоящую из металлических обсадных труб, соединенных друг с другом с помощью резьбы или сварки. По мере углубления скважины обсадную колонну продвигают к забою и периодически удлиняют (наращивают) на одну трубу.

Ударный способ более 50 лет не применяется на нефтегазовых промыслах России. Однако в разведочном бурении на россыпных месторождениях, при инженерно-геологических изысканиях, бурении скважин на воду и т. п. он находит свое применение.

### ***Вращательное бурение скважин***

При вращательном бурении разрушение породы происходит в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки долото внедряется в породу, а под влиянием крутящего момента скалывает ее.

Существуют две разновидности вращательного бурения – роторный и с забойными двигателями.

*При роторном бурении* (рис. 1.5) мощность от двигателей 9 передается через лебедку 8 к ротору 16 – специальному вращательному механизму, установленному над устьем скважины в центре вышки. Ротор вращает бурильную колонну и привинченное к ней долото 1. Бурильная колонна состоит из ведущей трубы 15 и привинченных к ней с помощью специального переводника 6 бурильных труб 5.

Следовательно, при роторном бурении углубление долота в породу происходит при движении вдоль оси скважины вращающейся бурильной колонны, а при бурении с забойным двигателем – невраща-

щающейся бурильной колонны. Характерной особенностью вращательного бурения является промывка.

При бурении с забойным двигателем долото 1 привинчено к валу, а бурильная колонна – к корпусу двигателя 2. При работе двигателя вращается его вал с долотом, а бурильная колонна воспринимает реактивный момент вращения корпуса двигателя, который гасится невращающимся ротором (в ротор устанавливают специальную заглушку).

Буровой насос 20, приводящийся в работу от двигателя 21, нагнетает буровой раствор по манифольду (трубопроводу высокого давления) 19 в стояк – трубу 17, вертикально установленную в правом углу вышки, далее – в гибкий буровой шланг (рукав) 14, вертлюг 10 и в бурильную колонну. Дойдя до долота, промывочная жидкость проходит через имеющиеся в нем отверстия и по кольцевому пространству между стенкой скважины и бурильной колонной поднимается на поверхность. Здесь в системе емкостей 18 и очистительных механизмах (на рисунке не показаны) буровой раствор очищается от выбуренной породы, затем поступает в приемные емкости 22 буровых насосов и вновь закачивается в скважину.

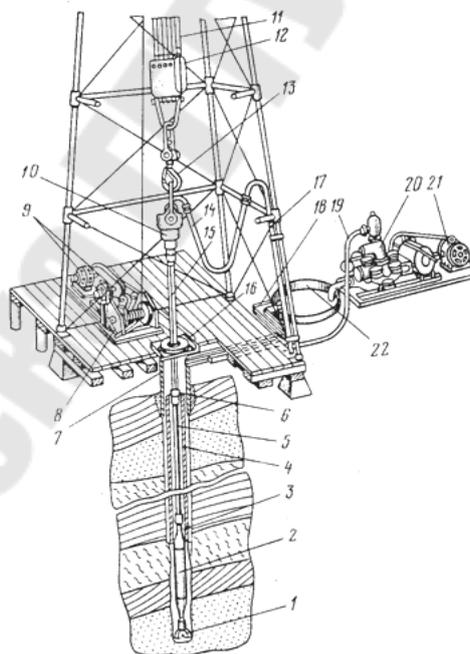


Рис. 1.5. Схема вращательного бурения:

- 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – обсадная труба; 4 – цементное кольцо;  
5 – бурильная труба; 6 – переводник; 7 – кондуктор; 8 – лебедка; 9 – двигатель;  
10 – вертлюг; 11 – талевый канат; 12 – талевый блок; 13 – крюк;  
14 – гибкий буровой шланг; 15 – ведущая труба; 16 – ротор; 17 – стояк;  
18 – емкость; 19 – манифольд; 20 – буровой насос; 21 – двигатель; 22 – емкость

В настоящее время применяют три вида забойных двигателей – турбобур, винтовой двигатель и электробур (последний применяют крайне редко).

*При бурении с турбобуром* или винтовым двигателем гидравлическая энергия потока бурового раствора, двигающегося вниз по буровой колонне, преобразуется в механическую энергию на валу забойного двигателя, с которым соединено долото.

*При бурении с электробуром* электрическая энергия подается по кабелю, секции которого смонтированы внутри буровой колонны, и преобразуется электродвигателем в механическую энергию на валу, которая непосредственно передается долоту.

## 2. Практическая часть

Основные требования к выбору способа бурения – необходимость обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчетов. При отсутствии таких показателей этот выбор рекомендуется делать с учетом геолого-технических условий бурения проектируемых скважин, глубины, профиля и конструкции скважины, а также рекомендаций, приведенных в табл. 1.4.

Выбранный способ бурения должен допускать использование таких видов буровых растворов и такую технологию проводки ствола, которые наиболее полно обеспечивали бы следующее: качественное вскрытие продуктивного пласта; достижение высокого качества ствола скважины, ее конфигурации и наиболее высоких механических скоростей и проходок на долото; возможность применения долот различных типов в соответствии с механическими и абразивными свойствами пород.

В соответствии с данными табл. 1.4 роторный способ может быть использован в подавляющем большинстве случаев, а для бурения скважин глубиной до 2500–3000 м с промывкой водой и неутяжеленными буровыми растворами рекомендуется выбирать турбинный способ как обеспечивающий более высокие показатели бурения по сравнению с роторным.

Турбобуры с высокой частотой вращения ( $500 \text{ мин}^{-1}$  и более) целесообразно применять на сравнительно малых глубинах и при ис-

пользовании без опорных долот. Турбобуры с умеренной частотой вращения ( $200\text{--}400\text{ мин}^{-1}$ ) целесообразно использовать на средних и больших глубинах. Винтовой забойный двигатель целесообразно применять для бурения на средних и больших глубинах, когда на эксплуатационные затраты на 1 м проходки определяющее влияние оказывает проходка за рейс, а также для бурения долотами с герметизированными маслonaполненными опорами.

Комбинированный турбинно-роторный способ рекомендуется использовать при бурении скважин:

– долотами с  $D \geq 349$  мм в геологических условиях, способствующих искривлению скважин (выше средних глубин и с использованием специальной компоновки);

– различными буровыми растворами (в том числе с применением растворов повышенной плотности или высокой вязкости).

Двухтурбинные агрегаты РТБ могут быть использованы при бурении верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра от 0,5 до 3 м (для вентиляции и вспомогательных целей) на шахтах и рудниках, а также под кондукторы сверхглубоких скважин.

### Задача

На разведочной площади ранее не бурили ни одной скважины. По информации, полученной при бурении нескольких скважин на соседних площадях, в геологическом строении их принимают участие следующие породы: глины слоистые и неслоистые с прослоями мелкозернистого песка (0–150 м); глины плотные высокопластичные (150–1150 м); глины песчанистые аргиллитоподобные, конгломераты, сцементированные известково-глинистым цементом (1150–2500 м); известняки трещиноватые с пропластками мергеля местами перемятые мягкие (2500–3400 м); песчано-глинистые отложения с прослоями аргиллитов (3400–3680 м); ангидритовая толща – переслаивание терригенных и карбонатных пород с ангидритами (3680–3870 м); переслаивание песчаников и алевролитов (3870–4600 м).

Забойная температура на глубине 3400 м составляла  $130\text{ }^{\circ}\text{C}$  и возросла до  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$  на проектной глубине. Интервал бурения 4400–4600 м представляет собой зону АВПД. При бурении на соседних площадях возникали поглощения бурового раствора, обвалы и осыпи горных пород, приводящие к образованию каверн; затяжки и посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях; искривление ствола скважины и связанное с этим желобообразование.

Следует выбрать способ бурения. Решение представить в виде табл. 1.1.

Таблица 1.1

**Геологические сведения по проектной скважине**

Интервал	Состав грунта	Литологический разрез	Категория твердости	Примечания

Таблица 1.2

**Классификация горных пород (по Л. А. Шрейнеру)**

Группа (породы)	Категория	$\rho_{ш}$ , МПа
I (мягкие)	1	< 100
	2	100–250
	3	250–500
	4	500–1000
II (средней твердости)	5	1000–1500
	6	1500–2000
	7	2000–3000
	8	3000–4000
III (твердые)	9	4000–5000
	10	5000–6000
	11	6000–7000
	12	> 7000

Под *твердостью* горной породы понимается ее способность оказывать сопротивление прониканию в нее (внедрению) инородного тела. Классификационная шкала твердости горных пород включает в себя 12 категорий твердости (табл. 1.2).

Таблица 1.3

**Твердость и коэффициенты пластичности горных пород (по Л. А. Шрейнеру)**

Порода	Твердость, МПа
Алевриты	460–2200
Ангидриты	500–210

Окончание табл. 1.3

Порода	Твердость, МПа
Аргиллиты	430–2200
Базальт	~ 3900
Барит	~ 1250
Габбро	3800–4400
Гипс	250–900
Глины	250–1800
Гнейс	850–4800
Гранит	3000–6500
Гранито-гнейс	1900–5300
Диабаз	1500–5000
Диорит	2800–4100
Доломиты	80–3800
Известняки	50–2800
Каменная соль	120–300
Кварцит	5800–8100
Кремний	540–7000
Мрамор	950–1300
Песчаники	200–1800
Порфирит	2000–5000
Скарн гранатовый	1600–4700
Сланцы глинистые	200–75
Сланцы кристаллические	7400–8300
Туф	180–2800

Таблица 1.4

### Выбор способа бурения

Исходная информация	Способ бурения		
	роторный	ГЗД	электробуром
$H, м$			
3000–3500	+	+	+
3500–4200	+	–	+
> 4200	+	–	–

Исходная информация	Способ бурения		
	роторный	ГЗД	электробуром
$T_{\text{заб}}, ^\circ\text{C}$			
> 140	+	+	+
< 140	+	–	–
Профиль ствола скважины			
Вертикальный	+	+	+
Наклонно-направленный, горизонтальный	–	+	+
Тип и размер долот			
Энергоемкие типа 2Л, 3Л, Шарошечные типа М	+	–	–
Шарошечные типа МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТКЗ, К и ОК	+	+	+
Гидромониторные	+	–	–
Многолопастные твердосплавные истирающего действия	–	+	+
Алмазные и ИСМ	–	+	+
Шарошечные бурильные головки диаметром, мм			
< 190,5	+	–	–
> 190,5	+	+	+
Тип циркулирующего агента			
Буровой раствор плотностью, кг/м <sup>3</sup> :			
< 1700–1800	+	+	+
> 1700–1800	+	–	+
Степень аэрации:			
Высокая	+	–	+
Низкая	+	+	+
Газы, пена	+	–	–

*Примечание.* Знакам «плюс» и «минус» соответствуют рекомендуемая и нерекомендуемая области применения.

**Вывод:** из анализа приведенных данных следует, что для геологического разреза характерны интервалы, представленные (мягкими, средней твердости, средними) породами, твердость которых соответствует (*определить, какой*) категории по классификации Л. А. Шрей-

нера. Разбуривание таких пород целесообразно вести энергоемкими лопастными долотами. К важнейшим особенностям, существенно влияющим на технологию бурения скважин и возникновение различных осложнений, относятся зоны АВПД и высокая забойная температура.

Эти, а также другие особенности геологического разреза позволяют считать наиболее обоснованным выбор (*определить, какого*) способа бурения при проектировании первых скважин на новой разведочной площади.

### **Контрольные вопросы:**

1. Что включают в себя понятия «скважина», «бурение»?
2. Какие бывают виды скважин?
3. Разновидности вращательного способа бурения.
4. Схемы работы роторного бурения и бурения с забойным двигателем.

## Практическое занятие № 2

### Разграничение геологических разрезов на интервалы одинаковой буримости

**Цель:** выделить пачки одинаковой буримости по результатам бурения опорной скважины.

#### 1. Теоретическая часть

*Буримость* горных пород определяется совокупностью геологических и технико-технологических факторов и характеризует затраты средств и труда на бурение того или иного интервала пород. С точки зрения технологии бурения изучение буримости связано с оптимизацией процесса бурения. Оптимизация бурения базируется на вероятностной информации. Накопление и обобщение информации ведется по пачкам одинаковой буримости горных пород. Объективное выделение пачек в разрезе является одной из основных задач изучения буримости пород.

В основе выделения пачек должна лежать геологическая информация. Теоретически показателем буримости породы является время бурения 1 м скважины. Известна формула, которая позволяет разделить большое количество факторов, влияющих на буримость пород, **на две основные группы:** *первая* – факторы, влияющие на начальную механическую скорость бурения; *вторая* – факторы, влияющие на износ породоразрушающего инструмента и определяющие величину коэффициента  $K$  в формуле (2.1):

$$V = V_0 \cdot e^{-Kt}, \quad (2.1)$$

где  $V$  – скорость бурения в любой момент времени;  $V_0$  – начальная скорость бурения;  $K$  – коэффициент, учитывающий падение скорости из-за износа долота;  $t$  – время бурения;  $e$  – основание натурального логарифма.

Первая группа факторов включает параметры режима бурения, конструктивные особенности породоразрушающего инструмента и показатели, характеризующие сопротивляемость породы внедрению в нее зубьев долота. Во вторую группу факторов, кроме перечисленных в первой группе, входят еще абразивные свойства породы и параметры износостойкости породоразрушающего инструмента.

Таким образом, важной стадией проектирования технологии проводки скважин на основе анализа промысловых данных о работе долот, призванной повысить надежность и достоверность прогнозирования их показателей, является разграничение геологических разрезов скважин и площадей на интервалы одинаковой буримости. В связи с тем, что буримость пород – это не имманентное (изначально присущее породе) свойство, а проявление ее физико-механических свойств в процессе бурения, установление критерия буримости пород должно вестись на основе анализа самого этого процесса и, прежде всего, показателей работы долот.

Разбивка разреза скважин на интервалы одинаковой буримости пород является, прежде всего, операцией, обеспечивающей правильную группировку показателей работы долот при их анализе. Для этого может быть использован один из ТЭП. Однако продолжительность работы долот и проходка на долото в большей степени зависят от качества изготовления долот, различия в методах и степени их отработки и т. п., которые меньше всего определяют показатель буримости. При использовании фактических рейсовой скорости и себестоимости 1 м проходки число таких факторов возрастает еще больше. Поэтому для характеристики разрушаемости горных пород более приемлемой является механическая скорость, отражающая темп углубления скважины и степень трудности разрушения пород на забое. Об информативности этого показателя свидетельствует тот факт, что с помощью графиков текущей механической скорости четко отбиваются литологические границы пород.

Таким образом, механическая скорость является наиболее информативным показателем для определения интервалов одинаковой буримости пород при фиксированных технико-технологических условиях бурения, когда используется один тип долота при постоянных параметрах режима бурения, в том числе без изменения состава и свойств бурового раствора. Различие технико-технологических условий пород скважины в определенной степени затрудняет установление интервалов одинаковой буримости.

Для решения задачи разграничения геологических разрезов скважин на интервал одинаковой буримости пород применяют два различных подхода. Один из них состоит в предварительной разбивке разреза на стратиграфические горизонты или литологические пачки пород и последующего анализа показателей работы долот. Однако границы стратиграфических горизонтов необязательно совпадают с

границами однородных по буримости пачек пород. Другой подход – в предварительной разбивке совокупности показателей работы долот по скважине на однородные группы либо графически, либо с помощью статистических методов и последующей привязке выделенных границ к геологическому разрезу скважины. Графический метод установления интервалов пород по буримости основан на визуальном разграничении графиков углубления скважин (рис. 2.1), где угол наклона определяет среднюю механическую скорость в процессе каждого долбления, или определении интервалов с близкими по значению  $V_{\text{мех}}$  (рис. 2.1).

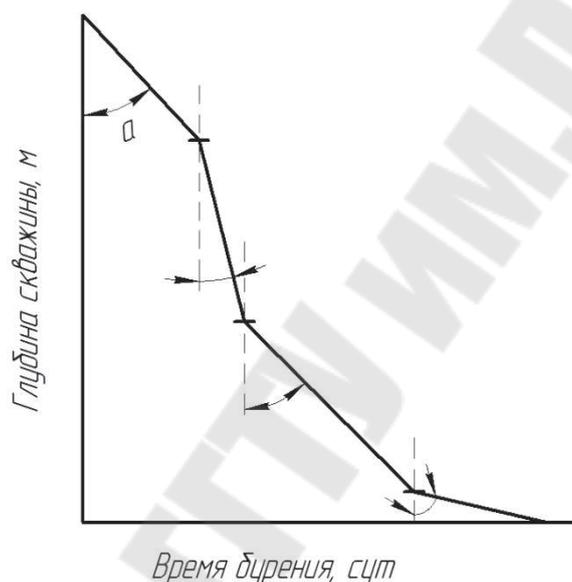


Рис. 2.1. График углубления скважины ( $V_{\text{мех}} = \text{ctg}\alpha$ )

Следующие принципы выделения пачек одинаковой буримости были сформулированы В. С. Федоровым:

- 1) пачка должна быть непрерывной;
- 2) пачка должна быть пробурена долотами одного размера с промывкой одной и той же промывочной жидкостью;
- 3) пачка должна быть сложена горными породами, близкими по литологии;
- 4) основные показатели механических свойств горных пород по промышленным данным не должны изменяться с глубиной статически значимо.

Эти требования обуславливают следующий порядок разбивки на пачки одинаковой буримости. Вначале в соответствии с конструкцией скважины на рассматриваемом месторождении выделяются интерва-

лы бурения долотами различного диаметра, затем – интервалы бурения с промывкой одинаковыми растворами. Далее по литологическим признакам и показателям механических свойств проводится проверка однородности выделенных интервалов. В связи с тем, что показатели буримости зависят от типа долота и режима работы, при проверке однородности горных пород интервала по промысловым данным следует принять основной тип долота и режим его работы.

## **2. Практическая часть**

Литологическое описание пород, категории пород по твердости и абразивности, типоразмеры долот и результаты бурения при использовании одного и того же бурового раствора (под каждую обсадную колонну) и при поддержании одинакового режима отработки долота одного диаметра даны в задании по вариантам (выдается преподавателем).

### **Порядок работы**

1. Составить таблицу по форме, приведенной ниже в качестве примера (табл. 2.1).
2. Внести в таблицу исходные данные и рассчитать механическую скорость бурения.
3. Выделить прерывистой линией интервалы, пробуренные одним диаметром долота.
4. Используя данные по проходке на долото и механической скорости (табл. 2.1), построить график изменения средней механической скорости бурения по глубине скважины (рис. 2.2). Для этого, начиная с нулевой отметки, последовательно откладывать отрезки, равные по длине соответствующей проходке на долото.
5. На графике выделить интервалы, пробуренные долотом одного диаметра.

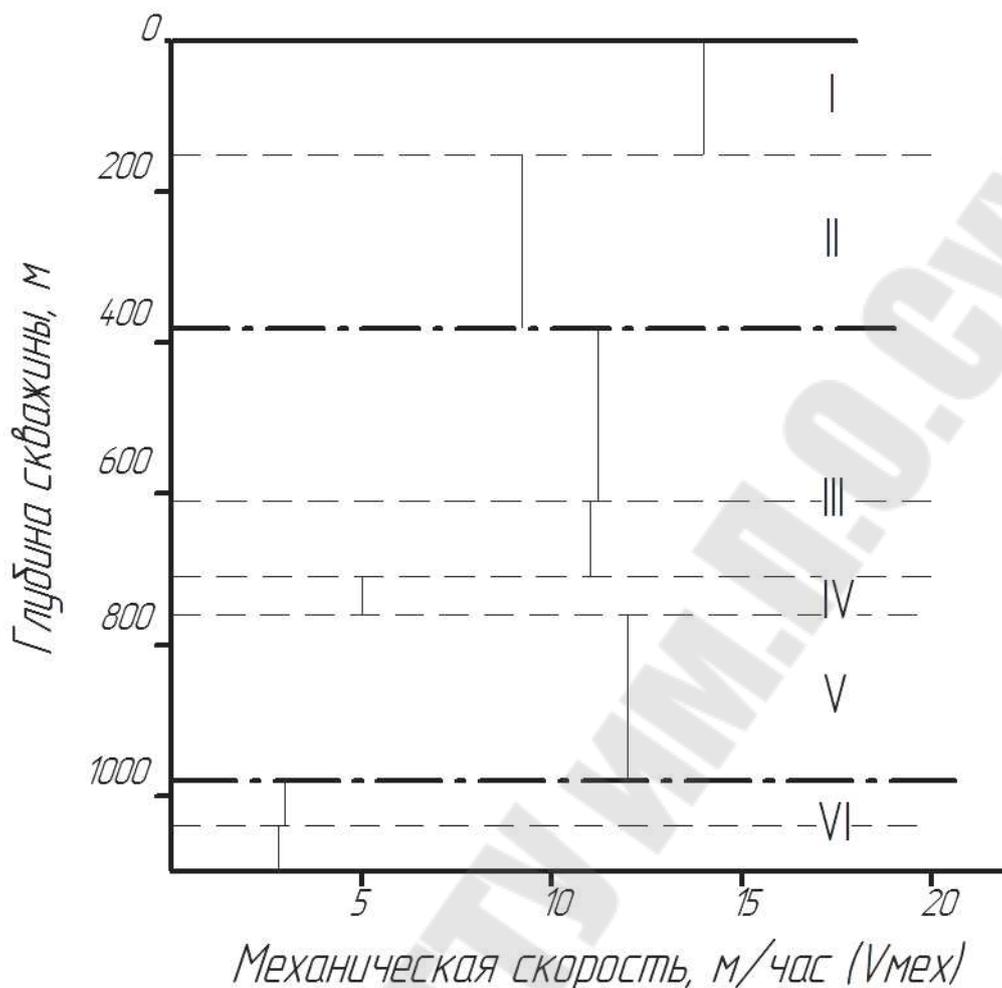


Рис. 2.2. График изменения средней механической скорости по глубине скважины

6. В каждом таком интервале выделить интервалы (рис. 2.2), в которых механическая скорость практически остается неизменной или ее колебания не превышают 10–15 %. Окончательный вывод по однородности интервала принимается после анализа литологического состава пород и их механических свойств. Если интервал сложен близкими по составу и свойствам горными породами, то решение принимается только по скорости бурения. Если же эти незначительные колебания механической скорости связаны с изменением в составе и свойствах горных пород, то интервал должен быть разделен с учетом литологических признаков.

*Примечание.* Пачка одинаковой буримости может включать и статически незначительные по толщине пропластки, в которых резко изменяются показатели работы долот.

7. Занести в таблицу номера интервалов одинаковой буримости.

Таблица 2.1

**Результаты обработки долот**

Глубина, м	Описание пород	Категории пород по		Типо-размер долот	Проходка на долото, м	Время бурения, ч	$V_{\text{мех}}$ , м/ч	Номер интервала одинаковой буримости
		твердости	абразивности					
153	Глина	2	1–2	394М	153	12,0	12,7	I
390	Глина	2	2	394М	237	26,5	8,9	II
603	Глина	2	2	295МС	213	19,5	10,9	III
703	Глина	2	2	295МС	105	10,1	10,5	III
763	Аргиллит	3	4	295МС	55	10,0	5,5	IV
981	Глина	2	2	295МС	218	18,8	11,6	V
1053	Известняк	4	3–4	215СТ	72	24,1	3,0	VI
1150	Известняк	4	3–4	215СТ	97	33,4	2,9	VI

**Контрольные вопросы**

1. Что включает в себя понятие «буримость»?
2. С какой целью используется понятие «буримость» в строительстве скважины?
3. Какими методами можно разграничивать разрез на интервалы одинаковой буримости?
4. Объясните порядок разграничения разреза на интервалы одинаковой буримости на примере Вашего задания (выдается преподавателем индивидуально).

## *Практическое занятие № 3*

### **Типы породоразрушающего инструмента для бурения нефтяных и газовых скважин**

**Цель:** выбор рациональных типов породоразрушающего инструмента.

#### **1. Теоретическая часть**

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

*По принципу разрушения породы* ПРИ подразделяется на 3 группы:

1) ПРИ режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород небольшой твердости;

2) ПРИ дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких;

3) ПРИ истирающе-режущего действия – применяется для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

*По назначению* ПРИ классифицируется следующим образом:

1) для бурения сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;

2) для бурения по кольцевому забою (с отбором керна) – бурголовки;

3) для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т. д.).

*По конструктивному исполнению* ПРИ делится на 3 группы:

1) лопастной;

2) шарошечный;

3) секторный.

*По материалу породоразрушающих элементов* ПРИ делится на 4 группы:

1) со стальным вооружением;

2) с твердосплавным вооружением;

3) с алмазным вооружением;

4) с алмазно-твердосплавным вооружением.

## Шарошечные долота

До 95 % общего объема бурения выполняется шарошечными долотами. Такие долота выпускаются в соответствии с ГОСТ 20692–75 следующих видов: одношарошечные (I); двухшарошечные (II); трехшарошечные (III).

В соответствии с ГОСТ 20692–75 шарошечные долота изготавливаются следующих типов (табл. 3.1).

Таблица 3.1

**Типы долот**

<b>ТИП</b>	<b>Геологические условия проходки</b>	<b>Исполнение шарошки</b>
М	Бурение мягких пород	С фрезерованными зубьями*
МЗ	Бурение мягких абразивных* пород	Со вставными твердосплавными зубками**
МС	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
МСЗ	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями и твердо-сплавными зубками
С	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Со вставными твердосплавными зубками
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых пород	С фрезерованными зубьями
Т	Бурение твердых пород	С фрезерованными зубьями
ТЗ	Бурение абразивных твердых пород	Со вставными твердосплавными зубками
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких	С фрезерованными зубьями и твердо-сплавными зубками
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких	Со вставными твердосплавными зубками
К	Бурение крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками

\*Фрезерованные зубья – выполнены за одно целое с телом шарошки.

\*\*Вставные твердосплавные зубки – обычно карбит-вольфрамовые вставки.

Под *твёрдостью* горной породы понимается ее способность оказывать сопротивление прониканию в нее (внедрению) инородного тела. Классификационная шкала твердости горных пород включает в себя 12 категорий твердости (табл. 3.2).

Таблица 3.2

**Классификация горных пород (по Л. А. Шрейнеру)**

Группа (породы)	Категория	$\rho_{ш}$ , МПа	$\sigma_T$ , МПа
I (мягкие)	1	< 100	< 40
	2	100–250	40–110
	3	250–500	110–250
	4	500–1000	250–550
II (средней твердости)	5	1000–1500	550–850
	6	1500–2000	850–1200
	7	2000–3000	1200–1900
	8	3000–4000	1900–2500
III (твёрдые)	9	4000–5000	2500–3500
	10	5000–6000	3500–4200
	11	6000–7000	4200–5100
	12	> 7000	> 5100

Под *абразивностью* горной породы понимается ее способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия. Классификационная шкала абразивности горных пород включает в себя 12 категорий абразивности (табл. 3.3).

Таблица 3.3

**Классификация горных пород**

Группа по абразивности	Относительная абразивность	Категория	Принятое обозначение
Слабоабразивные	1,0–1,5	1	$A_{сл}$
	1,5–3,0	2	
Малоабразивные	3,0–5,0	3	$A_M$
	5,0–8,0	4	
Среднеабразивные	8,0–11,0	5	$A_{ср}$
	11,0–15,0	6	

Группа по абразивности	Относительная абразивность	Категория	Принятое обозначение
Высокоабразивные	15,0–17,0	7	A <sub>В</sub>
	17,0–20,0	8	
Очень высокоабразивные	20,0–22,0	9	A <sub>оч</sub>
	22,0–24,0	10	
	24,0–26,0	11	
	> 26,0	12	

2. По конструкции шарошечные долота делятся на:
- по количеству шарошек:
    - 1) одношарошечные;
    - 2) двухшарошечные;
    - 3) трехшарошечные;
  - по расположению и конструкции промывочных или продувочных отверстий:
    - Ц – долото с центральной промывкой;
    - Г – долото с боковой промывкой;
    - П – долото с центральной продувкой;
    - ПГ – долото с боковой продувкой;
  - по конструкции опор шарошек:
    - В – на подшипниках качения;
    - Н – на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения);
    - У – герметизация опоры с маслonaполнением;
    - А – на двух или более подшипниках скольжения. Литерами А маркируются долота для низкооборотного бурения (до 150 об/мин);
    - Н – для среднеоборотного бурения (от 150 до 400 об/мин);
    - В – для высокооборотного бурения (более 400 об/мин).

### Лопастные долота

При бурении нефтяных и газовых скважин иногда применяют трехлопастные (ЗЛ и ЗИР) и шестилопастные (БИР) долота (рис. 3.1). Лопастное долото ЗЛ состоит из корпуса, верхняя часть которого имеет ниппель с замковой резьбой для присоединения к бурильной колонне, и трех приваренных к корпусу долота лопастей, располо-

женных по отношению друг к другу под углом  $120^\circ$ . Для подвода бурового раствора к забою долото снабжено промывочными отверстиями, расположенными между лопастями.

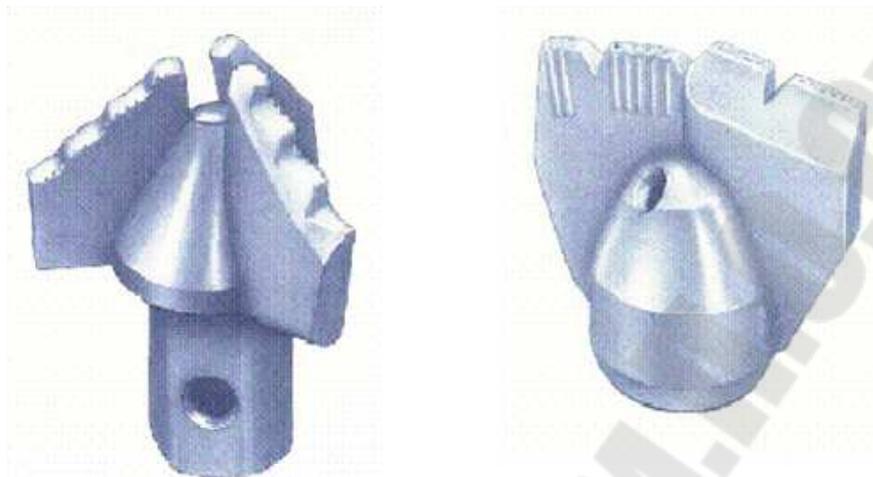


Рис. 3.1. Лопастные долота

Лопастные долота выполнены заостренными и слегка наклонными к оси долота в направлении его вращения. В этой связи по принципу разрушения породы долота 3Л относят к долотам режуще-скалывающего действия, так как под влиянием нагрузки лопасти врезаются в породу, а под влиянием вращающего момента скалывают ее.

Долота 3Л предназначены для бурения в неабразивных мягких пластичных породах (тип М) и для бурения в неабразивных мягких породах с пропластками неабразивных пород средней твердости (тип МС). Для увеличения износостойкости долот их лопасти укрепляют (армируют) твердым сплавом.

Долота 3ИР в сравнении с 3Л имеют следующие отличительные особенности. Три лопасти выполнены притупленными, а не заостренными и приварены к корпусу так, что они сходятся на оси долота, а не наклонены к ней. Такая особенность вооружения позволяет долоту 3ИР разрушать породу резанием и истиранием (микрорезанием) абразивных мягких пород с пропластками пород средней твердости (тип МСЗ).

Долота 6ИР имеют три основные лопасти, предназначенные для разрушения породы на забое, и три дополнительные укороченные лопасти, калибрующие стенку скважины.

Лопастные долота имеют ряд существенных недостатков:

1) интенсивный износ лопастей в связи с непрерывным контактом режущих и калибрующих ствол скважины кромок лопастей долота с забоем и стенками скважины;

- 2) сужение ствола скважины в процессе бурения из-за относительно быстрой потери диаметра долота;
- 3) относительно высокий крутящий момент на вращение долота;
- 4) неудовлетворительная центрируемость на забое, приводящая к интенсивному произвольному искривлению.

Отмеченные недостатки объясняют причины редкого применения лопастных долот в практике бурения нефтяных и газовых скважин даже при разбуривании мягких пород.

### **Алмазные долота (секторные)**

Алмазные долота предназначены для разрушения истиранием (микрорезанием) неабразивных пород средней твердости и твердых.

Алмазное долото состоит из стального корпуса с присоединительной замковой резьбой и фасонной алмазнесущей головки (матрицы). Матрица разделена на секторы радиальными (или спиральными) промывочными каналами, которые сообщаются с полостью в корпусе долота через промывочные отверстия (рис. 3.2).

Диаметр алмазных долот на 2–3 мм меньше соответствующих диаметров шарошечных долот. Это вызвано созданием условий для перехода к бурению алмазными долотами после шарошечных, у которых, как правило, по мере износа уменьшается диаметр.

Основными достоинствами алмазных долот являются хорошая центрируемость их на забое и формирование круглого забоя (в отличие от треугольной с округленными вершинами формы забоя при бурении шарошечными долотами).

Существенными недостатками алмазных долот являются: во-первых, крайне низкая механическая скорость бурения. Максимальная механическая скорость бурения, как правило, не превышает 3 м/ч. Для сравнения – максимальная механическая скорость бурения шарошечными долотами составила около 120 м/ч. Во-вторых, алмазные долота имеют узкую область применения (исключаются абразивные породы), и в третьих, предъявляются повышенные требования к предварительной подготовке ствола и забоя скважины.



Рис. 3.2. Секторные долота

### **Инструмент для отбора керна**

Для отбора керна используется специальный породоразрушающий инструмент – бурильные головки и керноприемные устройства.

Бурголовка (рис. 3.3), разрушая породу по периферии забоя, оставляет в центре скважины колонку породы (кern), поступающую при углублении скважины в керноприемное устройство, состоящее из корпуса и керноприемной трубы (керноприемника).

Корпус керноприемного устройства служит для соединения бурильной головки с бурильной колонной, размещения керноприемника и защиты его от механических повреждений, а также для пропуска бурового раствора к промывочным каналам бурголовки.

Керноприемник предназначен для приема керна, сохранения его во время бурения от механических повреждений и гидроэрозионного воздействия бурового раствора и сохранения при подъеме на поверхность. Для выполнения этих функций в нижней части керноприемника устанавливают кернорватели и кернодержатели, а сверху – клапан, пропускающий через себя вытесняемый из керноприемника буровой раствор при заполнении его керна. По способу установки керноприемник предусматривает изготовление керноприемных устройств, как с несъемными, так и со съемными керноприемниками.

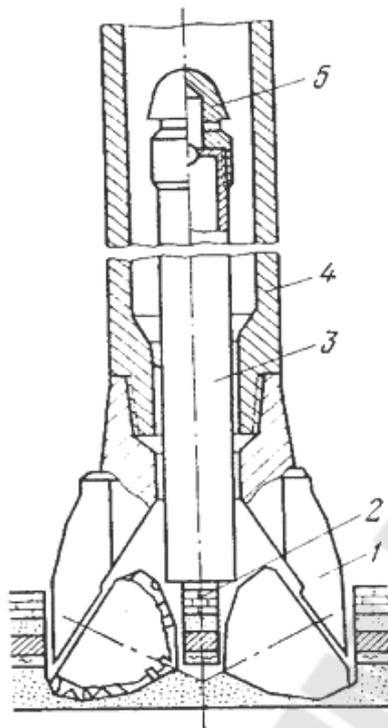


Рис. 3.3. Схема устройства бурголовки с керноприемником

При бурении с несъемными керноприемниками для подъема на поверхность заполненного керном керноприемника необходимо поднимать всю бурильную колонну.

При бурении со съемным керноприемником бурильная колонна не поднимается. Внутри колонны на канате спускается специальный ловитель, с помощью которого из керноприемного устройства извлекают керноприемник и поднимают его на поверхность. При помощи этого же ловителя порожний керноприемник спускают и устанавливают в корпусе.

В настоящее время разработан целый ряд керноприемных устройств с несъемными керноприемниками: «Недра», «Кембрий», «Силур», предназначенных для различных условий отбора керна и имеющих аналогичную конструкцию.

Для керноприемных устройств изготавливают шарошечные, алмазные, лопастные бурголовки, предназначенные для бурения в породах различной твердости и абразивности.

## 2. Практическая часть

Выбор рациональных типов долот осуществляется по Обобщенной классификационной таблице соответствия типов шарошечных

долот свойствам горных пород (ОКТ) или по Классификационной таблице парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот (КТС) (рис. 3.4).

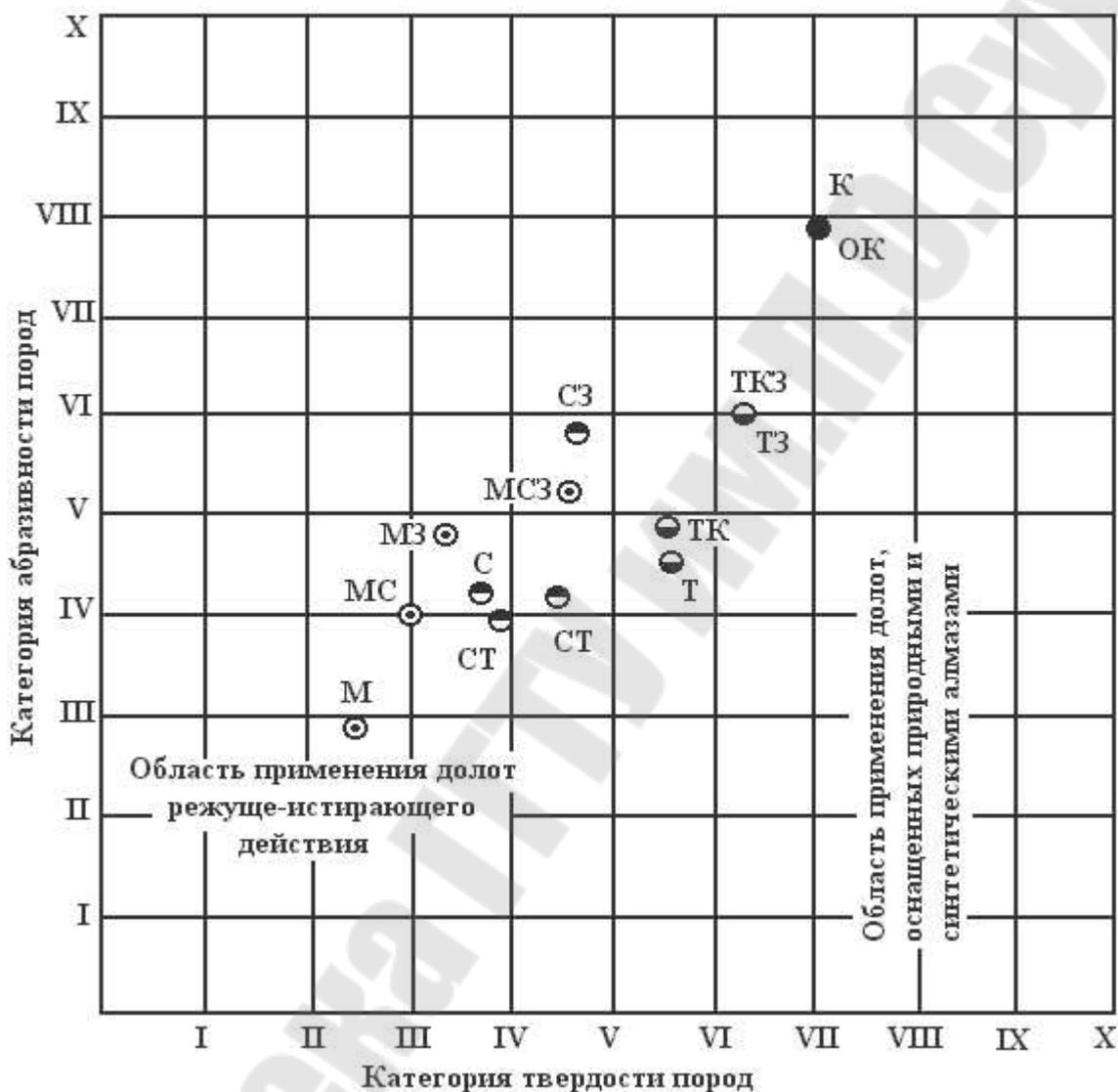


Рис. 3.4. Классификационная таблица парных соответствий

### Задача

В соответствии с геологическими данными и данными по категориям твердости и абразивности, а также с учетом зон осложнений и водонефтегазопроявлений (табл. 3.1) разделим весь геологический разрез на пачки пород, сходные приближенно по твердости и абразивности, а затем подберем необходимые для бурения в каждой из этих пачек пород долота.

Таблица 3.1

Но- мер слоя	Система, отдел, свита	Описание пород и их характеристика	Лито- логи- чес- кий разрез	Кате- гория по твер- дости Т	Кате- гория по абрази- вности А	Интервал, м		Все- го, м
						От	До	
1	Московско- подольский горизонт	Известняки с прослоями глин		5	1	0	280	
2	Каширский горизонт	Глины с прослоями песка		2	2	280	580	
3	Вертинский горизонт	Пески с прослоями глин		1	3	580	830	
4	Верхнебаш- кирский подъярус	Пески с прослоями глин и гравием		1	3	830	1120	
5	Нижне- башкирский подъярус	Известняки плотные, в нижней части трещиноватые		6	2	1120	1270	
6	Охотско- Серпуховский подъярус	Известняки плотные, в верхней части рыхлые		6	2	1270	1550	
7	Тульский ярус	Глины с прослоями песка		2	2	1550	2150	
8	Бобринский горизонт	Глины с прослоями песка и гравием		2	2	2150	2730	
9	Тульский ярус	Известняки плотные		6	2	2730	3030	
10	Нижне- раменский подъярус	Доломины окремелые с прослоями известняка		7	2	3030	3280	
11	Нижне- бовинская свита	Песчаники с прослоями глин		7–8	3	3280	3460	

Также заполним в табл. 3.1 колонки «литологический разрез» и «всего».

В нашем случае геологический разрез разделим на пять пачек пород:

Номер пачки: I \_\_\_\_\_ II \_\_\_\_\_ III \_\_\_\_\_ IV \_\_\_\_\_ V \_\_\_\_\_

Интервал, м : \_\_\_\_\_

### *Решение*

Подставляя данные из таблицы и используя формулу

$$\bar{T} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i m_i}{M}, \quad (3.1)$$

где  $T_i$  – категория твердости пород  $i$ -й разновидности;  $m_i$  – мощность  $i$ -го прослоя горной породы, м;  $M$  – мощность выделенной пачки, м.

Средневзвешенная категория абразивности определяется по формуле

$$\bar{A} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i m_i}{M}, \quad (3.2)$$

где  $A_i$  – категория разновидности пород  $i$ -й разновидности.

Результаты расчетов сведем в табл. 3.2.

*Таблица 3.2*

Номер пачки	Интервал, м		Средневзвешенная категория	
	От	До	твердости Т	абразивности А
I				
II				
III				
IV				
V				

Исходя из рассчитанных  $T$  и  $A$  и используя классификационную таблицу парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот (рис. 3.4) и данные табл. 3.2, произведем подбор долот для каждой пачки.

## Контрольные вопросы

1. Что называется долотом?
2. Как классифицируют породоразрушающий инструмент?
3. По каким признакам классифицируются шарошечные долота?
4. Классификация шарошечных долот по взаимодействию с горной породой.
5. Классификация шарошечных долот по твердости и абразивности.
6. Чем определяются типы долот?
7. Классификация долот по вооружению.
8. Конструкция шарошечных долот.

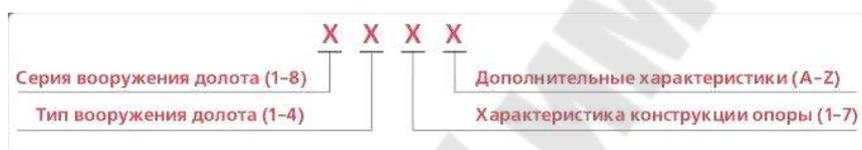
## Практическое занятие № 4

### Кодировка шарошечных долот по коду IADC

**Цель:** изучение классификации шарошечных долот и методики износа по коду IADC.

#### 1. Теоретическая часть

Классификация шарошечных долот по коду IADC (International Association of Drilling Contractors) – Международной ассоциации буровых подрядчиков – основана на четырехсимвольном коде, отражающем конструкцию долота и тип горных пород, для бурения которых оно предназначено:



Первые три символа – цифровые, а четвертый – буквенный.

Последовательность цифровых символов определяется как «серия–тип–опора/калибрующая поверхность».

Четвертый буквенный символ определяется как «дополнительные характеристики».

#### Первая цифра кода – серия вооружения долота

Восемь категорий серий вооружения соответствуют общей характеристике горных пород, для бурения которых предназначено долото:

- Серии от 1 до 3 – долота с фрезерованным вооружением.
- Серии от 4 до 8 – долота с твердосплавным вооружением.

Внутри групп фрезерованных и штыревых долот увеличение цифры серии означает увеличение твердости пород, для которых предназначено долото.

#### Вторая цифра кода – тип вооружения долота

Каждая серия разделена на 4 типа в зависимости от твердости разбуриваемых пород:

- Тип 1 – для бурения мягких пород в пределах серии.
- Тип 2 – для бурения средних пород.

- Тип 3 – для бурения твердых пород.
- Тип 4 – для бурения крепких пород.

### **Третья цифра кода – характеристика конструкции опоры**

Третья цифра кода разделена на 9 типов, характеризующих конструкции опоры:

- 1 – открытая (негерметизированная) опора;
- 2 – открытая опора для бурения с продувкой воздухом;
- 3 – открытая опора и твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек;
- 4 – герметизированная опора на подшипниках качения;
- 5 – герметизированная опора на подшипниках качения и твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек;
- 6 – герметизированная опора на подшипниках скольжения;
- 7 – герметизированная опора на подшипниках скольжения и твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек;
- 8–9 – резервные, для возможного применения в будущем.

### **Четвертая цифра кода – дополнительные характеристики**

Шестнадцать букв используется для обозначения специальных конструкций вооружения, опор, промывочных устройств и защиты корпусов долот.

Некоторые конструкции долот могут иметь несколько дополнительных характеристик.

В таких случаях наиболее существенными из них являются:

- *A* – долота для бурения с продувкой воздухом;
- *B* – герметизированная опора, специальная конструкция уплотнений, допускающая, например, бурение с повышенной частотой вращения;
- *C* – центральная насадка;
- *D* – специальная конструкция вооружения, минимизирующая отклонение ствола скважины;
- *E* – удлиненные насадки;
- *G* – усиленная защита козырьков лап наплавкой или твердосплавными зубками;
- *H* – долота для направленного или горизонтального бурения;
- *J* – гидромониторные долота для бурения с набором кривизны;
- *L* – калибрующие накладки на спинках лап, армированные твердосплавными зубками;

- *M* – долота для бурения с забойными двигателями;
- *S* – стандартные долота с фрезерованным вооружением;
- *T* – двухшарошечные долота;
- *W* – усовершенствованное вооружение;
- *X* – зубки преимущественно клиновидной формы;
- *Y* – зубки конической формы;
- *Z* – другие формы зубков.

### Классификация долот по характеру износа

Нижеприведенный метод описания износа долот построен на Системе классификации, принятой Международной ассоциацией буровых подрядчиков (*IADC*). Для перечисления параметров износа долот на карточках отработки используется восемь колонок (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Вооружение (режущая структура)				<i>B</i>	<i>G</i>	Примечание	
Внутренние ряды <i>I</i>	Внешние (наружные) ряды <i>O</i>	Характер износа <i>D</i>	Местоположение <i>L</i>	Уплотнение опоры <i>D</i>	Износ по диаметру <i>G</i>	Другие типы износа <i>O</i>	Причина подъема из скважины <i>R</i>

#### 1. Износ наружных и внутренних рядов

Две крайние левые колонки используются для описания износа режущей структуры.

*Колонка 1 (I – внутренние ряды)* – в данной колонке ставится код износа той части режущей структуры, которая при работе долота на забое не касается стенок скважины. Как правило, внутренние ряды составляют 2/3 от всей режущей структуры. Характеристика износа вооружения, расположенного на внутренних рядах, позволяет уменьшить количество вариантов износа и более детально определить причину.

*Колонка 2 (O – внешние (наружные) ряды)* – в этой колонке ставится код износа режущей структуры долота, которая в процессе бурения непосредственно соприкасается со стенками скважины. Наружные ряды составляют 1/3 от всей режущей структуры. Характеристика износа этой части вооружения помогает оценить правильность работы калибрующей части режущей структуры долота в скважине.

Для описания износа твердосплавных или фрезерованных зубьев применяется линейная шкала в диапазоне от 0 до 8. Номер степени износа увеличивается с величиной износа резца:

- 0 – зубок шарошки не изношен;
- 2 – зубок изношен на 25 %;
- 4 – зубок изношен на 50 %;
- 6 – зубок изношен на 75 %;
- 8 – полная потеря вооружения.

Шкала износа приведена на рис. 41.

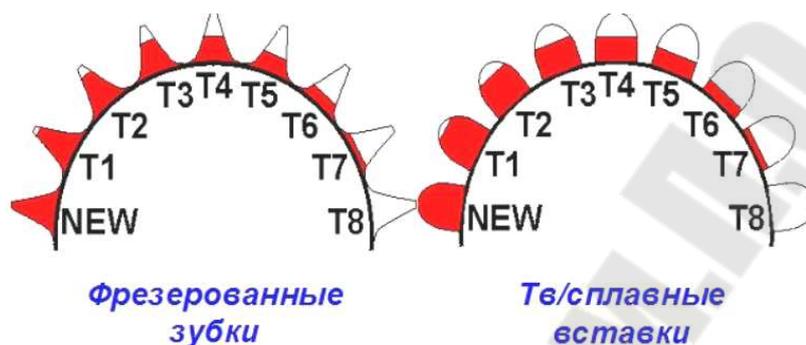


Рис. 4.1. Шкала износа

## 2. Характеристики износа долота

Колонка 3 (*D* – характер износа) – здесь используется кодировка из двух букв для указания основного (преобладающего) характера износа. Ниже перечислены двухбуквенные коды, которые должны применяться в этой колонке:

- *BC* – *Broken Cone* (слом части шарошки);
- *BT* – *Broken Teeth* (слом зубьев) ;
- *BU* – *Balled Up Bit* (образование сальника на долоте);
- *CC* – *Cracked Cone* (образование трещины на шарошке);
- *CD* – *Cone Dragged* (подклинка или заклинивание шарошки);
- *CI* – *Cone Interference* (зацепление шарошки);
- *CR* – *Cored* (Кернение (износ вершины) шарошки долота);
- *CT* – *Chipped Teeth* (скол зубьев);
- *ER* – *Erosion* (эрозионный износ);
- *FC* – *Fiat Crested Wear* (притупление (уменьшение высоты) вершук зубьев);
- *HC* – *Heat Checking* (термическое растрескивание (нагрев) зубьев);
- *JD* – *Junk Damage* (работа долота по металлу);
- *LC* – *Lost Cone* (потеря шарошки);
- *LN* – *Lost Nozzle* (потеря насадки);

- *LT* – *Lost Teeth* (потеря зубьев);
- *NR* – *Not Rerunnable* (не пригодно для повторного спуска);
- *OC* – *Off-Center Wear* (эксцентричный износ);
- *PB* – *Pinched Bit* (механическое повреждение долота при СПО);
- *PN* – *Plugged Nozzle / Flow Passage* (закупорка насадки (промывочного канала));
- *RG* – *Rounded Gauge* (сглаженная калибрующая часть режущей структуры);
- *RO* – *Ring Out* (кольцевая выработка на долоте);
- *RR* – *Rerunnable* (долото пригодно для повторного спуска);
- *SD* – *Shirttail Damage* (повреждение козырька лапы);
- *SS* – *Seft-Sharpening* (эффект самозатачивания зубьев);
- *TR* – *Tracking* (трекинг (образование гребней на долоте));
- *WO* – *Washed Out Bit* (размыв корпуса долота);
- *WT* – *Worn Teeth* (изношенные зубья);
- *NO* – *No Dull Characteristic* (отсутствие износа).

### 3. Местоположение вида износа на долоте

Виды износа представлены на рис. 4.2, а, б.



Рис. 4.2. Виды износа

Колонка 4 (*L* – местонахождение) используется буквенный или цифровой код для указания места на поверхности долота, где произошел износ вооружения. Ниже перечислены коды, которые применяются для описания местонахождения износа на шарошечных долотах:

- *N* – режущая структура, расположенная ближе всего к вершине шарошки;

–  $M$  – средний ряд зубков шарошки, расположенный между рядами  $N$  и  $G$ .

–  $G$  – калибрующий ряд – внешний ряд зубков шарошки;

–  $A$  – все ряды (вся режущая структура шарошки).

Номера шарошек определяются следующим образом.

На шарошке № 1 находится центральный элемент вооружения.

Шарошечное долото показано на рис. 4.3.



Рис. 4.3. Шарошечное долото

#### **4. Износ уплотнения (подшипника) опоры долота**

Колонка 5 ( $B$  – описание износа опоры (уплотнения) по диаметру).

Для определения состояния опоры долота используют буквенный или цифровой код, в зависимости от типа подшипника, для описания его состояния.

В случае – долот с открытой опорой – для описания израсходованного ресурса опоры используется линейная шкала в диапазоне от 0 до 8.

Для долот с открытой опорой:

– 0 – ресурс опоры не использован совсем (состояние новой опоры);

– 2 – ресурс использован на 25 %;

– 4 – ресурс опоры выработан на 50 %;

– 6 – ресурс опоры выработан на 75 %;

– 8 – ресурс опоры использован полностью (шарошка заклинена или потеряна).

В случае герметизированной опоры (фрикционный или антифрикционный подшипник) для описания уплотнения используется буквенный код:

- $E$  – опора (уплотнение подшипника) находится в работоспособном состоянии;
- $F$  – опора (уплотнение подшипника) разгерметизированная, вышла из строя;

–  $N$  – отсутствие возможности определить состояние опоры долота.

Проверка эффективности элементов герметизированного подшипника долота определяется:

- возможностью вращения шарошки;
- отдачей при вращении;
- скрипом сальника при вращении;
- утечкой смазки;
- зашламованием шарошки;
- открытыми зазорами на соединении с лапой;
- износом роликов.

### 5. Износ долота по диаметру

Износ долота по диаметру представлен на рис. 4.4.



Рис. 4.4. Износ долота по диаметру

Колонка 6 ( $O$  – внешний диаметр) используется для описания износа долота по калибру. Диаметр долота измеряется перед его спуском в скважину и при подъеме специальным калибровочным кольцом. В случаях отсутствия радиальных или свободных перемещений шарошек долото измеряется по калибрующим резцам вооружения или по вставкам по обратным конусам шарошек – там, где они ближе всего к наружному диаметру. Буква  $I$  означает, что износа долота по диаметру нет. Уменьшение внешнего диаметра долота измеряется в 1/16 дюйма. Для шарошечных долот применяется «Правило двух третей». Оно требует, что бы при измерении диаметра долота шаблон (калиброванное кольцо) касалось двух лап в наиболее выступающих

их точках. Затем замеренное расстояние между самой выступающей точкой третьей лапы долота и шаблоном умножается на 2/3 и округляется до ближайшей 1/16 части дюйма в миллиметрах.

В колонке 6 потеря диаметра будет записываться следующим образом:

- I – износа долота по диаметру нет;
- 1 – 1/16 дюйма от калибра;
- 2 – 2/16 дюйма от калибра;
- 3 – 4/16 дюйма от калибра и т. д.

Допуски наружного диаметра трехшарошечных долот по API даны в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Допуски наружного диаметра трехшарошечных долот по API

Номинальный наружный диаметр долота, мм	Допуск наружного диаметра	
	в дюймах	в миллиметрах
От 85,76 до 349,2 включительно	– 0. +0,313(1/32)	– 0. +0,794
От 355,6 до 444,5 включительно	– 0. +0,625(1/16)	– 0. +1,588
От 447,68 и более	– 0. +0,938(3/32)	– 0. +2,381

Колонка 7 (другие характеристики износа) – используется для описания вторичной характеристики износа долота, в добавление к характеристикам износа вооружения, перечисленным в колонке 3. Для данной колонки используется тот же двухбуквенный код, как и в колонке 3.

## 6. Причина подъема долота из скважины

Последняя колонка в таблице Системы классификации отработанных долот IADC используется для указания причины, по которой долото было поднято из скважины.

Список кодов следующий:

- BHA – *Change Bottom Hole Assembly* (смена КНБК);
- DMF – *Downhole Motor Failure* (отказ в работе забойного двигателя);
- DSF – *Drill String Failure* (повреждение бурильной колонны);
- DST – *Drill Stem Testing* (проведение испытаний с испытателем пластов);
- DTF – *Downhole Tool Failure* (отказ в работе скважинного инструмента);
- LOG – *Run Logs* (проведение геофизических исследований скважин (ГИС));
- RIG – *Rig Repair* (ремонт буровой установки);
- CM – *Condition Mud* (обработка бурового раствора);

- *CP* – *Core Point* (проведение работ с отбора керна);
- *DP* – *Drill Plug* (разбуривание цементного стакана);
- *FM* – *Formation Change* (смена геологической обстановки);
- *HP* – *Hole Problems* (проблемы в скважине);
- *HR* – *Hours* (подъем по времени);
- *PP* – *Pump Pressure* (изменение давления на стояке);
- *PR* – *Penetration Rate* (падение скорости бурения);
- *TD* – *Total Depth* (достижение проектного забоя);
- *TQ* – *Torque* (рост крутящего момента);
- *TW* – *Twist Off* (потеря веса на крюке);
- *WC* – *Weather Conditions* (подъем по погодным условиям);
- *WO* – *Washout Drillstring* (размыв бурового инструмента).

## 2. Практическая часть

Используя теоретический материал, выбрать из образцов породоразрушающий инструмент, соответствующий кодировке, и заполнить табл. 4.3.

Таблица 4.3

Описание кода износа долот				
Тип ПРИ	Коды износа			
	1. Серия вооружения долот	2. Тип вооружения долот	3. Характеристика вооружения долот	4. Дополнительные характеристики

### Контрольные вопросы

1. Что означает код износа долота?
2. По каким признакам классифицируется износ долот?
3. Сколько символов входит в кодировку долот по коду IADC?
4. Что обозначает первая цифра кода?
5. Что обозначает вторая цифра кода?
6. Что обозначает третья цифра кода?
7. Что обозначает четвертая цифра кода?
8. Причины подъема долота из скважины.
9. Характеристика износа долот.

## Практическое занятие № 5

### Выбор оптимального типа породоразрушающего инструмента в интервале одинаковой буримости

**Цель:** выбор оптимального типа долота в интервалах одинаковой буримости на основе анализа показателей бурения.

#### 1. Теоретическая часть

Совершенствование техники и технологии строительства скважин базируется на основе анализа основных показателей работы долот.

К показателям работы породоразрушающего инструмента относятся:

- проходка на долото ( $H_d$ , м);
- проходка за рейс ( $H_p$ , м);
- механическая скорость бурения ( $V_m$ , м/ч);
- рейсовая скорость бурения ( $V_p$ , м/ч);
- стоимость бурения 1 м проходки ( $C_{1м}$ , р./м);
- критерий эффективности породоразрушающего инструмента;
- степень износа инструмента;
- критерий работоспособности инструмента ( $K_p$ ).

Проходка на долото характеризует его производительность за все время использования.

Проходка за один рейс – это количество метров, пройденных долотом за одно долбление. Для трехшарошечных и лопастных долот этот показатель, как правило, совпадает с проходкой на долото, т. е.  $H_d = H_p$ . Исключения возможны при бурении мелких скважин или использовании долот с герметизированными опорами. Многократно используются алмазные долота, долота ИСМ и т. п.

При этом проходка на долото может отличаться от рейсовой в кратное число раз.

Механическая скорость характеризует углубление скважины за час механического разрушения горных пород:

$$V_m = \frac{H}{T_m}, \quad (5.1)$$

где  $V_m$  – механическая скорость бурения;  $H$  – проходка на долото или проходка за рейс, или длина интервала;  $T_m$  – время механического бурения, соответственно, одним долотом за один рейс в данном интервале.

При выполнении работы использовать следующую формулу:

$$V_m = \frac{H_d}{T_m}. \quad (5.2)$$

Рейсовая скорость является одним из критериев эффективности отработки долот и характеризует темп углубления ствола скважины за время рейса долота:

$$V_p = \frac{H_p}{(T_m + T_{с.-п.о})}, \quad (5.3)$$

где  $T_{с.-п.о}$  – время спуско-подъемных операций, наращивания, смены долота и других работ, связанных с выполнением рейса.

Роль механической скорости наиболее важна при проходке неглубоких скважин и неглубоко залегающих пластов. При бурении глубоко залегающих пластов высокая скорость разрушения горной породы обычно менее выгодна, чем увеличенная проходка за рейс, что связано с трудоемкостью и длительностью спуско-подъемных работ в глубоких скважинах. Таким образом, рейсовая скорость становится основным показателем для оценки эффективности используемого инструмента.

Главным и неперемнным требованием, которому должны удовлетворять выбор оптимальных значений рационального применения породоразрушающего инструмента, применение одного бурильного инструмента вместо любого другого и осуществление процесса бурения в течение любого промежутка времени, является минимизация стоимости единицы проходки ствола скважины. Полная стоимость 1 м проходки сложна по своей структуре и зависит от многих параметров. Например, от стоимости бурильных труб, УБТ, бурового раствора, угла искривления скважины, состава и технического состояния бурового оборудования и т. п.

Для характеристики инструмента в отношении его технических возможностей, обеспечивающих достижение определенных показателей работы при конкретном износе, И. К. Масленниковым предложено применять «критерий работоспособности» ( $K_p$ ). Он определяется по следующей формуле:

$$K_p = \frac{kH_d DV_m}{4m}, \quad (5.4)$$

где  $k$  – коэффициент разрыхления разбуриваемой породы;  $H_d$  – проходка на данный инструмент, м;  $D$  – диаметр инструмента в наибольшем поперечном с калибрующем сечении, м;  $V_m$  – средняя механическая скорость, м/ч;  $t$  – общий объемный износ инструмента, м<sup>3</sup>.

Критерий работоспособности имеет размерность скорости и выражает интенсивность процесса взаимодействия инструмента с разбуриваемыми породами и буровым раствором, обеспечивающим вынос выбуренной породы вместе с частицами металла, отделившимися в результате износа. Общий объемный износ инструмента зависит от линейного износа и конечной площади рабочей поверхности в конце бурения. Однако определить эти параметры, следовательно, и величину  $t$  не всегда просто и, возможно, поэтому используют среднее значение линейного износа вооружения долота  $\Delta O$ , коэффициент, учитывающий относительный износ наружной рабочей поверхности долота  $e$  и коэффициент, учитывающий износ внутренних элементов  $O$  (подшипники, уплотнения, сопла и т. п.).

В этом случае общий коэффициент работоспособности можно определить по формуле

$$K_p = \frac{H_d V_m}{(\Delta O)eO}. \quad (5.5)$$

В случае оценки степени износа долот по коду:

$$K_k = \frac{H_d V_m}{ВПД}, \quad (5.6)$$

где В – износ вооружения долота в условных единицах (стоят в коде после буквы В) по коду; П – износ опоры долота в условных единицах (стоят в коде после буквы П) по коду; Д – износ по диаметру долота, мм (потеря диаметра в числовых единицах, стоящих после буквы Д).

Коэффициент  $O$  для шарошечных долот численно принимается равным максимальному люфту в миллиметрах с округлением в большую сторону. Например, при люфте менее 1 мм  $O = 1$ . При определении критерия работоспособности безопорных долот (алмазных, лопастных, фрезерных, ИСМ)  $O$  в формуле (5.4) опускается. При заклинивании шарошек, потере рабочего органа (шарошки, лапы) и аварийном износе критерий работоспособности не определяется или принимается равным нулю.

Произведение  $H_d V_m$  является удобным показателем при оценке результатов работы долот, что особенно ценно в тех случаях, когда одно из долот отличается большей величиной проходки, а другое – средней механической скоростью бурения при относительно близком износе сравниваемых долот.

## 2. Практическая часть

Изучить теоретический материал по теме занятия.

Выбрать тип долота при следующих условиях. Данное стратиграфическое подразделение разбуривалось долотами двух типов. Способ бурения всех скважин – турбинный. Параметры режима на данной площади – практически одинаковые. Результаты бурения данного стратиграфического подразделения следующие (суммарные по всем скважинам):

а) общее число израсходованных долот 1-го типа  $n_1 = 12$ ; 2-го типа  $n_2 = 22$ ;

б) пробурено долотами 1-го типа  $H_1 = 314$  м; 2-го типа  $H_2 = 300$  м;

в) общее время бурения долотами 1-го типа  $T_1 = 116,65$  ч; 2-го типа  $T_2 = 93,75$  ч.

Эти суммарные показатели взяты после проверки совокупности проходок на наличие дефектных данных и исключения их.

Определяем средние показатели на одно долото. Проходка на долото:

$$\text{– 1-го типа – } h_1 = \frac{H_1}{n_1} \text{ м;}$$

$$\text{– 2-го типа – } h_2 = \frac{H_2}{n_2} \text{ м.}$$

Стойкость долота:

$$\text{– 1-го типа – } t_1 = \frac{T_1}{H_1} h_1 \text{ ч;}$$

$$\text{– 2-го типа – } t_2 = \frac{T_2}{H_2} h_2 \text{ ч.}$$

Механическая скорость бурения долотом:

$$\text{– 1-го типа } V_{m1} = \frac{H_1}{T_1} \text{ м/ч;}$$

– 2-го типа  $V_{м2} = \frac{H_2}{T_2}$  м/ч.

4. В связи с тем, что  $h_1 > h_2$ ;  $t_1 > t_2$ , а  $V_{м1} \leq V_2$ , определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные: цена долот 1-го и 2-го типов одинакова и составляет  $C_d = 190$  р. Продолжительность спуско-подъемных операций (нормативная) для данного интервала глубин отнесена к рейсу долота, с учетом вспомогательных операций составляет  $t_{с.-п.о} + t_{всп} = 7$  ч. Стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени ее работы, составляет  $C_b = 29$  р./ч.

Определяем величину эксплуатационных затрат на 1 м проходки долотом по формуле

$$C = \frac{C_b(t + t_{с.-п.о} + t_{всп}) + C_d}{h}, \quad (5.7)$$

где  $C_b$  – стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени;  $t$  – стойкость долота;  $t_{с.-п.о}$  – продолжительность спуско-подъемных операций;  $t_{всп}$  – продолжительность вспомогательных работ;  $C_d$  – стоимость долота;  $h$  – проходка на долото.

Подставляя данные в формулу (5.7), получаем:

– для долота 1-го типа –  $C_1$  р.;

– для долота 2-го типа –  $C_2$  р.

Так как  $C_1 \leq C_2$ , то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1-го типа.

5. Систематизировать записи и оформить в виде отчета.

### Контрольные вопросы

1. Перечислите основные показатели работы долота.
2. Дайте определение проходке на долото, проходке за один рейс, механической и рейсовой скоростям бурения.
3. Что входит в понятия «рейс», «долбление», «код износа»?
4. Какие показатели могут использоваться для оценки эффективности породоразрушающего инструмента, оптимизации режима бурения и качества бурового раствора?

## *Практическое занятие № 6*

### **Промывка скважин и промывочные растворы**

**Цель:** расчет параметров бурового раствора по исходным данным.

#### **1. Теоретическая часть**

##### *Технология промывки скважины*

**Способы очистки забоя скважин.** Углубление скважины осуществляется разрушением забоя долотом. При этом в скважине накапливается выбуренный шлам, который необходимо постоянно выносить с забоя для продолжения бурения. Удаление продуктов разрушения при бурении скважин может осуществляться несколькими способами, основными из которых являются следующие: гидравлический, пневматический, комбинированный (гидропневматический или пневмогидравлический).

При гидравлическом способе продукты разрушения удаляются с забоя и транспортируются на поверхность потоком жидкости, движущейся в скважине с определенной скоростью. Жидкость называется буровым промывочным раствором или просто буровым раствором (БР).

Буровой раствор закачивается буровым насосом в бурильные трубы, нагнетается к забою, омывает его и, подхватив частички выбуренной породы, по затрубному пространству выносит их на поверхность, где они осаждаются главным образом принудительно с помощью специальных очистных устройств.

Технология пневматического способа заключается в выносе продуктов разрушения из скважины потоком газа, чаще всего, сжатого воздуха. Кроме сжатого воздуха используют выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС), природный газ, азот. Всю их совокупность называют газообразными агентами.

При комбинированном способе продукты разрушения удаляются из скважины потоком газожидкостной смеси (ГЖС) при одновременной работе бурового насоса и компрессора.

Типы ГЖС:

- а) аэрированные буровые растворы;
- б) пены.

## ***Назначение буровых промывочных жидкостей при бурении скважин***

### **Основные функции буровых промывочных жидкостей (БПЖ):**

- разрушение забоя скважины;
- удалять выбуренную породу (буровой шлам) с забоя скважины;
- транспортировать выбуренную породу (буровой шлам) на поверхность;
- охлаждать долото;
- передавать гидравлическую энергию забойному двигателю (при турбинном бурении и бурении с винтовым забойным двигателем).

### **Дополнительные функции:**

- создание достаточного давления на вскрытые скважиной пласты, чтобы исключить газонефтеводопроявления;
- образование на стенках скважины тонкой, но прочной и малопроницаемой фильтрационной корки, предотвращающей проникновение промывочной жидкости или ее фильтрата в породы;
- удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции;
- предотвращение возникновения осыпей и обвалов;
- обеспечение сохранения естественной проницаемости коллектора;
- снижение веса бурильной или обсадной колонны, находящейся в скважине за счет выталкивающей силы, уменьшая нагрузку, действующую на подъемный механизм буровой установки;
- предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа;
- обеспечение проведения геофизических исследований;
- обеспечение сокращения затрат на крепление скважин.

## **2. Практическая часть**

1. Определить количество бурового раствора, необходимого для выноса частиц выбуренной породы на поверхность, при следующих условиях: диаметр долота  $D_d = 295,3$  мм; диаметр бурильных труб  $D = 146$  мм; способ бурения – турбинный.

### ***Решение***

Для практических расчетов минимальное значение расхода бурового раствора можно определить по формуле

$$Q_{\min} = 0,785 \cdot 10^3 (D_{\text{д}}^2 - D^2) v_{\min}, \quad (6.1)$$

где  $v_{\min}$  – минимальная скорость восходящего потока бурового раствора, при котором еще не наблюдается сальникообразования на элементах бурильной колонны (долоте, переводнике турбобура и замках бурильных труб) и загрязнения ствола скважины, м/с. Практикой установлено, что при турбинном бурении  $v_{\min} = 1,1-1,2$  м/с; при роторном  $v_{\min} = 0,9-1,0$  м/с.

Следовательно, подача насоса не должна быть меньше ... м/с.

2. Определить расход бурового раствора для выноса частиц породы с глубины  $H = 2000$  м при следующих условиях: диаметр частицы  $d_{\text{ч}} = 10$  мм; плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>; необходимое время выноса частицы породы  $T = 2$  ч; диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 300$  мм; наружный диаметр бурильных труб  $D = 146$  мм; плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р}} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>.

### **Решение**

Определим необходимую скорость восходящего потока бурового раствора:

$$v = c + au, \quad (6.2)$$

где  $v$  – скорость восходящего потока бурового раствора;  $c$  – скорость подъема частиц породы в кольцевом пространстве:

$$c = \frac{H}{3600T}, \quad (6.3)$$

где  $a$  – коэффициент, зависящий от площади поперечного сечения кольцевого пространства, вращения бурильных труб и других факторов (при расчетах можно принять  $a = 1,13-1,14$ );  $u$  – скорость погружения частицы в буровом растворе, определяемая при отсутствии движения жидкости.

При турбулентном режиме обтекания частицы, что обычно наблюдается в буровой практике, скорость погружения частицы в буровом растворе:

$$u = k \sqrt{d_{\text{ч}} \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.р}}}{\rho_{\text{б.р}}}}, \quad (6.4)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий в основном от формы частицы (шарообразная – 0,159).

Подставляя данные в формулу (6.2), определяем скорость восходящего потока бурового раствора.

Тогда расход бурового раствора составит:

$$Q_{\min} = 0,785 \cdot 10^3 (D_{\text{д}}^2 - D^2) v_{\min}. \quad (6.5)$$

3. Определить время выноса частиц с забоя на поверхность, если бурение происходит на глубине  $H = 2500$  м; подача насосов  $Q = 46$  дм<sup>3</sup>/с; диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 238$  мм; наружный диаметр бурильных труб  $D = 114$  мм; плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р}} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>; плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>; наибольший диаметр выносимых частиц  $d_{\text{ч}} = 15$  мм.

### Решение

Определим поперечное сечение кольцевого пространства между бурильными трубами и стенками скважины:

$$F_{\text{к}} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{скв}}^2 - D^2), \text{ м}^2. \quad (6.6)$$

Скорость восходящего потока бурового раствора определяется по формуле

$$v = \frac{Q}{10^3 F_{\text{к}}}, \text{ м/с}. \quad (6.7)$$

Скорость подъема частиц породы в кольцевом пространстве:

$$c = v - au. \quad (6.8)$$

Принимая  $k = 0,159$ , рассчитываем скорость погружения частицы:

$$u = k \sqrt{d_{\text{ч}} \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{б.р.}}}}. \quad (6.9)$$

Принимая  $a = 1,13$ , находим скорость подъема частиц:

$$c = v - au, \text{ м/с}. \quad (6.10)$$

Продолжительность движения частиц от забоя до устья скважины определяем по формуле

$$T = \frac{H}{60c}, \text{ мин}. \quad (6.11)$$

Следовательно, чтобы при данных условиях после прекращения бурения все частицы породы размером менее 15 мм были вынесены на дневную поверхность, необходимо вести промывку более ... мин.

4. Определить наибольший размер выносимых частиц выбуренной породы и время подъема их на поверхность, если бурение происходит на глубине  $H = 2600$  м; подача насосов  $Q = 50$  дм<sup>3</sup>/с; диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 299$  мм; наружный диаметр бурильных труб  $D = 168$  мм; плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>; плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р}} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>; статическое напряжение сдвига раствора  $\theta = 0,0003$  Н/см<sup>2</sup>.

### Решение

Определим среднюю скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве:

$$v = \frac{Q}{10^3 F_{\text{к}}}, \text{ м/с.} \quad (6.12)$$

Диаметр частицы породы, см, удерживающейся во взвешенном состоянии, определяем по формуле

$$d_0 = \frac{600m\theta}{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.р}}}, \quad (6.13)$$

где  $m$  – опытный коэффициент, зависящий от формы частиц; для частиц породы диаметром 2–40 мм величина  $m$  колеблется в пределах 2,5–1,6.

Принимая  $m = 2$ , определяем  $d_0$ , мм.

Для турбулентного режима обтекания частиц характерно соотношение

$$d = \frac{d_{\text{max}}}{d_0} = 7, \quad (6.14)$$

где  $d_{\text{max}}$  – максимальный размер выносимой частицы выбуренной породы.

Тогда

$$d_{\text{max}} = 7d_0, \text{ мм.} \quad (6.15)$$

Следовательно, все частицы диаметром (*определить, каким*) и меньше будут выносятся на поверхность.

Определим скорость погружения частиц породы:

$$u = k \sqrt{d_{\text{ч}} \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{б.р.}}}}, \text{ м/с.} \quad (6.16)$$

Найдем скорость подъема частиц породы:

$$c = v - au, \text{ м/с.} \quad (6.17)$$

Время подъема частиц на поверхность:

$$T = \frac{H}{60c}, \text{ мин.} \quad (6.18)$$

5. Определить количество глины и воды для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,25 \text{ г/см}^3$ .

### *Решение*

Количество глинопорошка для приготовления 1 м<sup>3</sup> глинистого бурового раствора определяется по формуле

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}, \quad (6.19)$$

где  $\rho_{\text{гл}}$  – плотность глинопорошка, равная 2,6 г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, равная 1,0 г/см<sup>3</sup>.

Объем глины:

$$V_{\text{гл}} = \frac{q_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}, \text{ м}^3. \quad (6.20)$$

Объем воды:

$$V_{\text{в}} = 1 - V_{\text{гл}}, \text{ м}^3. \quad (6.21)$$

### **Контрольные вопросы**

1. Перечислите способы очистки забоя скважины.
2. Перечислите основные функции БПЖ.
3. Перечислите дополнительные функции БПЖ.

## *Практическое занятие № 7*

### **Утяжеление буровых растворов**

**Цель:** расчет параметров бурового раствора по исходным данным.

#### **1. Теоретическая часть**

В результате бурения скважины на нефтегазоносных площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий продуктивный горизонт с дневной поверхностью. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые промывочные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Разбуриваемые породы, пластовые воды, высокие температуры и давления отрицательно влияют на свойства буровых растворов. Аналогичное влияние оказывают и гидродинамические эффекты при заканчивании и продавливании растворов в скважинах.

В зависимости от конкретных условий свойства этих систем направленно изменяют, вводя в них различные наполнители и обрабатывая химическими реагентами для предотвращения осложнений и оптимизации процесса бурения.

**Основной функцией** промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя – обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давления на пласты, что может привести к поглощению бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторое оптимальное значение скоро-

сти циркуляции, при котором данный раствор в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам на дневную поверхность и не наблюдается его накопления в скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Таким образом, для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и реологическими показателями раствора.

Основной показатель, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной, – **плотность бурового раствора**, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов.

**Плотность** – это масса единицы объема. Она влияет на величину гидростатического давления столба промывочной жидкости на стенки скважины и забой.

При наличии в разрезе водогазонефтепроявляющих пластов обычно давление бурового раствора в скважине поддерживают несколько большим чем пластовое с тем, чтобы предотвратить поступление пластовых флюидов в скважину. Иногда плотность увеличивают для предупреждения обвалообразований.

При поглощениях бурового раствора плотность его уменьшают для снижения давления на забое.

Определяется плотность из условий создания противодействия на пласт по формуле

$$\rho = K \frac{P_{пл} 10^6}{gL_{п}}, \quad (7.1)$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора, при вскрытии газонефтеводосодержащих пластов,  $\text{кг/м}^3$ ;  $K$  – коэффициент превышения гидростатического давления бурового раствора в скважине над пластовым в зависимости от глубины;  $P_{пл}$  – пластовое давление, Мпа;  $L_{п}$  – глубина залегания кровли пласта, м;  $g$  – ускорение силы тяжести,  $\text{м/с}^2$ .

При  $L_{п} < 1200$  м  $K \geq 1,10$ , при  $L_{п} > 1200$  м  $K \geq 1,05$ .

Рассчитанное по формуле значение плотности  $\rho$  необходимо проверить, чтобы не допустить гидроразрыва слабого пласта гидростатическим давлением промывочной жидкости:

$$\rho_r = \frac{P_r \cdot 10^6}{gL_c}, \text{ кг/м}^3, \quad (7.2)$$

где  $P_r$  – давление гидроразрыва слабого пласта, МПа;  $L_c$  – глубина залегания подошвы слабого пласта, м.

Необходимо, чтобы  $\rho_r > \rho$ .

Проверочный расчет на гидроразрыв выполняется при наличии в геологическом разрезе слабого пласта.

Измеряется плотность бурового раствора с помощью ареометра, рычажных весов или пикнометра в  $\text{кг/м}^3$  или  $\text{г/см}^3$ .

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодавление на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов. Иными словами, в каждом конкретном случае должно выбираться оптимальное значение плотности бурового раствора.

**Важное технологическое качество бурового раствора** – удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается.

Для работы долота вода – лучшая жидкость, но отсутствие тиксотропных свойств резко ограничивает ее применение. Воду невозможно утяжелить грубодисперсными тяжелыми порошками, а при больших глубинах бурения, когда цикл циркуляции через скважину соизмерим с длительностью работы долота на забое, она не способна выполнить главную функцию – удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии при временном прекращении циркуляции. В результате этого в стволе возникают прихваты бурильной колонны так называемыми сальниками – пробками, образующимися из шлама.

Использование буровых растворов при бурении скважин, а также утяжеление их грубодисперсным материалом высокой плотности (гематитом, магнетитом, баритом, галенитом и др.) обусловлены главным образом необходимостью удержания во взвешенном состоянии выбуренной породы в период прерванной циркуляции. Поэтому одно из основных требований, предъявляемых к буровым растворам, – способность к тиксотропному упрочнению их в покое.

## 2. Практическая часть

### Задача 1

Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_3 = 4,3 \text{ г/см}^3$ , влажностью  $n = 10 \%$  для утяжеления  $1 \text{ м}^3$  глинистого бурового раствора с целью увеличения его плотности от  $\rho_1 = 1,25 \text{ г/см}^3$  до  $\rho_2 = 1,45 \text{ г/см}^3$ .

### Решение

Количество утяжелителя, необходимое для утяжеления  $1 \text{ м}^3$  бурового раствора, определяют по формуле

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_3 (\rho_2 - \rho_1) (1 - m)}{\rho_3 - \rho_2 (1 - n + n\rho_3)}, \text{ т/м}^3. \quad (7.3)$$

### Задача 2

Определить, сколько потребуется бентонитовой глины ( $\rho_{\text{гл}} = 2,5 \text{ г/см}^3$ ), утяжелителя ( $\rho_{\text{ут}} = 4,3 \text{ г/см}^3$ ) и воды, чтобы получить буровой раствор, объем которого  $V_{\text{б.р}} = 50 \text{ м}^3$ , а плотность  $\rho_{\text{убр}} = 1,5 \text{ г/см}^3$ .

### Решение

Считая, что путем смешивания бентонитовой глины с водой можно получить раствор плотностью  $\rho_{\text{б.р}} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , определяем количество глины для приготовления  $1 \text{ м}^3$  бурового раствора:

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}, \text{ т/м}^3. \quad (7.4)$$

Объем глины в  $1 \text{ м}^3$  раствора составляет:

$$V_{\text{гл}} = \frac{q_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}, \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (7.5)$$

Определим количество утяжелителя, необходимое для утяжеления  $1 \text{ м}^3$  бурового раствора от  $1,25$  до  $1,5 \text{ г/см}^3$ :

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ут}} (\rho_{\text{убр}} - \rho_{\text{б.р}})}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{убр}}}, \text{ т/м}^3. \quad (7.6)$$

Объем утяжелителя в  $1 \text{ м}^3$  утяжеленного раствора:

$$V_{\text{ут}} = \frac{q_{\text{ут}}}{\rho_{\text{ут}}}, \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (7.7)$$

Определим суммарный объем глины и утяжелителя в 1 м<sup>3</sup> раствора:

$$V = V_{\text{гл}} + V_{\text{ут}}, \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (7.8)$$

Объем воды в 1 м<sup>3</sup> утяжеленного бурового раствора:

$$V_{\text{в}} = 1 - V, \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (7.9)$$

Для приготовления 50 м<sup>3</sup> утяжеленного глинистого бурового раствора необходимы вода, глина и утяжелитель, объемы которых составляют:

– объем воды:

$$V'_{\text{в}} = V_{\text{б.р.}} \cdot V_{\text{в}}, \text{ м}^3; \quad (7.10)$$

– объем глины:

$$V'_{\text{гл}} = V_{\text{б.р.}} \cdot V_{\text{гл}}, \text{ м}^3; \quad (7.11)$$

– объем утяжелителя:

$$V'_{\text{ут}} = V_{\text{б.р.}} \cdot V_{\text{ут}}, \text{ м}^3. \quad (7.12)$$

Тогда общее количество раствора:

$$V_{\text{общ}} = V'_{\text{в}} + V'_{\text{гл}} + V'_{\text{ут}}, \text{ м}^3. \quad (7.13)$$

Для приготовления 50 м<sup>3</sup> утяжеленного бурового раствора необходимо следующее количество сухих глины и утяжелителя:

– сухая глина:

$$Q_{\text{гл}} = V'_{\text{гл}} \cdot \rho_{\text{гл}}, \text{ т}; \quad (7.14)$$

– сухой утяжелитель:

$$Q_{\text{ут}} = V'_{\text{ут}} \cdot \rho_{\text{ут}}, \text{ т}. \quad (7.15)$$

Таким образом, для приготовления 50 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью 1,5 г/см<sup>3</sup> необходимо взять ... м<sup>3</sup> воды, ... т бентонитовой глины плотностью 2,5 г/см<sup>3</sup> и ... т утяжелителя плотностью 4,3 г/см<sup>3</sup>.

### Задача 3

Определить количество утяжеленного бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р} = 1,6 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к буровому раствору плотностью  $\rho'_{б.р} = 1,15 \text{ г/см}^3$  для увеличения его плотности до  $\rho''_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , если объем циркулирующего бурового раствора составляет  $V'_{б.р} = 100 \text{ м}^3$ .

#### Решение

Добавляемый объем утяжеленного бурового раствора определяется по формуле

$$V_{б.р} = \frac{V'_{б.р} (\rho''_{б.р} - \rho'_{б.р})}{\rho_{б.р} - \rho''_{б.р}}, \text{ м}^3. \quad (7.16)$$

Тогда общее количество циркулирующего бурового раствора в скважине определяется по формуле

$$V_{общ} = V_{б.р} + V'_{б.р}, \text{ м}^3. \quad (7.17)$$

### Задача 4

Определить плотность бурового раствора после утяжеления и общий объем полученного раствора, если к объему  $V_{б.р} = 50 \text{ м}^3$  бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$  добавлено  $Q_{ут} = 12 \text{ т}$  утяжелителя плотностью  $\rho_{ут} = 4,3 \text{ г/см}^3$ .

#### Решение

Плотность бурового раствора после добавления к нему сухого утяжелителя определяют по формуле

$$\rho'_{б.р} = \frac{\rho_{ут} (V_{б.р} \rho_{б.р} + Q_{ут})}{V_{б.р} \rho_{ут} + Q_{ут}}, \text{ г/см}^3. \quad (7.18)$$

Общий объем полученного раствора:

$$V'_{б.р} = V_{б.р} + \frac{Q_{ут}}{\rho_{ут}}, \text{ м}^3. \quad (7.19)$$

### Задача 5

Определить количество сухой глины плотностью  $\rho_{гл} = 2,6 \text{ г/см}^3$ , которое необходимо добавить к объему бурового раствора ( $V_{б.р} = 10 \text{ м}^3$ )

плотностью  $\rho'_{б.р} = 1,15 \text{ г/см}^3$  для увеличения плотности раствора до  $\rho_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$ .

### ***Решение***

Количество глины определим по формуле

$$Q_{\text{гл}} = V_{\text{б.р}} \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho'_{\text{б.р}} - \rho_{\text{б.р}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{б.р}}}, \text{ т.} \quad (7.20)$$

### **Контрольные вопросы**

1. Назначение бурового раствора.
2. Какие параметры бурового раствора контролируются на скважине?
3. Необходимость изменения плотности бурового раствора.
4. Каким образом можно измерить плотность бурового раствора?
5. Какие компоненты характеризуют твердую фазу бурового раствора?
6. Чем отличаются исходная и наработанная плотность?
7. Какова плотность воды?
8. Диапазон изменения плотности бурового раствора.
9. В каких случаях происходит поглощение бурового раствора?

## Литература

1. Беликов, Б. Г. Методические указания по разграничению геологических разрезов скважин на интервалы одинаковой буримости с использованием ЭВМ / Б. Г. Беликов, В. А. Саркисов, Л. А. Романова. – Ставрополь, 1978. – 31 с.

2. Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учеб. для вузов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 1007 с.

3. Ганджумян, Р. А. Расчеты в бурении : справ. пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Н. И. Сердюк ; под ред. А. Г. Калинина. – М. : РГГУ, 2007.

4. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые : справ. пособие / А. Г. Калинин [и др.] ; под ред. А. Г. Калинина. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2001. – 450 с.

5. Комаров, М. А. Буримость горных пород и ее учет в техническом нормировании / М. А. Комаров, В. Т. Борисович. – М. : ВИЭМС, 1974. – 60 с.

6. Попов, А. Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 509 с.

## Содержание

Предисловие.....	3
Терминология .....	4
<b>Практическое занятие 1. Общие сведения о бурении скважин и способах бурения .....</b>	<b>7</b>
<b>Практическое занятие 2. Разграничение геологических разрезов на интервалы одинаковой буримости.....</b>	<b>20</b>
<b>Практическое занятие 3. Типы породоразрушающего инструмента для бурения нефтяных и газовых скважин .....</b>	<b>26</b>
<b>Практическое занятие 4. Кодировка шарошечных долот по коду IARS.....</b>	<b>38</b>
<b>Практическое занятие 5. Выбор оптимального типа породоразрушающего инструмента в интервале одинаковой буримости.....</b>	<b>47</b>
<b>Практическое занятие 6. Промывка скважин и промывочные растворы .....</b>	<b>52</b>
<b>Практическое занятие 7. Утяжеление буровых растворов .....</b>	<b>58</b>
Литература .....	65

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Атвиновская Татьяна Владимировна**

# **ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**Практикум**

**по одноименной дисциплине  
для студентов специальности 1-51 02 02  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор  
Компьютерная верстка

*Т. Н. Мисюрова  
И. П. Минина*

Подписано в печать 09.01.2019.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 3,97. Уч.-изд. л. 4,33.

Изд. № 15/1.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого.  
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.  
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель