



Базовый (опорный) конспект
по предмету:
«Бурение скважин»
для специальностей:

**0702000 – «Технология и техника разведки месторождений полезных
ископаемых»**

г. Семей

Базовый (опорный) конспект составлен в соответствии с учебным планом, утвержденным в 2016 году и рабочей программой утвержденной в 2018 г.
Рекомендован учебной частью к утверждению

Зам директора по УР _____ Минаева Н.Т.

Общее количество часов на предмет _____ 130 _____

В том числе

I семестр _____

II семестр _____

III семестр _____

IV семестр _____

V семестр _____

VI семестр 22+8

VII семестр 28+32

Количество обязательных контрольных работ – 1

Курсовой проект в VII семестре.

Итоговый контроль **Экзамен** в VII семестре.

III. Тематический план дисциплины «Основы бурения и горного дела».

№ п/п	Наименование разделов и тем	Количество часов	
		теории	практики
	Раздел 1. Основы горного дела.		
1.1.	Общие понятия. Горные работы и горные выработки.	2	2
1.2.	Горные породы, их характеристика и классификация.	2	2
	Раздел 2. Буровзрывные работы		
2.1.	Элементы теории взрыва и взрывчатые вещества.	2	2
2.2.	Промышленные взрывчатые вещества	2	
2.3.	Средства и способы взывания.	4	2
2.4.	Хранение взрывчатых материалов и требования к их хранению.	2	
2.5.	Транспортировка взрывчатых материалов. Требования техники безопасности.	2	
2.6.	Технология и техника бурения шпуров.	2	2
2.7.	Методы взрывных работ	2	2
2.8.	Общие правила организации и ведения буровзрывных работ	2	2
	Раздел 3. Вентиляция, освещение и водоотлив при проведении горных выработок		
3.1.	Вентиляция горных выработок	4	2
3.2.	Освещение горных выработок	2	2
3.3.	Водоотлив при проходке горных выработок	2	2
	Раздел 4. Погрузка и транспортирование породы в горно-разведочных выработках		
4.1.	Погрузка породы	2	2
4.2.	Транспортирование породы	2	2
	Раздел 5. Крепление горно-разведочных выработок		
5.1.	Горное давление	2	
5.2.	Материалы горной крепи	2	
5.3.	Конструкции и расчет крепи горно-разведочных выработок.	6	4
	Раздел 6. Проведение горно-разведочных выработок		
6.1.	Проведение подземных горизонтальных выработок	4	2
6.3.	Проведение выработок в сложных горно-геологических условиях специальными способами.	2	
6.5.	Ликвидация и консервация горных выработок	2	
	Итого:	60	40

Раздел 1: Общие сведения о бурении скважин

Урок 1: Введение.

План:

- 1. Значение буровых работ**
- 2. Основные сведения о бурении скважин**
- 3. Положение скважины в Земной коре**
- 4. Классификация буровых скважин по назначению**

1. ЗНАЧЕНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ

Огромные успехи, достигнутые геологической службой в создании мощной минерально-сырьевой базы, немыслимы без буровых работ.

Становление геологии как одной из важнейших отраслей народного хозяйства было неизменно связано с расширением и совершенствованием техники и технологии бурения.

Разведочное бурение скважин в комплексе геологоразведочных работ является ведущим как по объему и качеству геологической информации, так и по сумме ассигнований, выделяемых на их производство.

2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН

Буровой скважиной называется цилиндрическая горная выработка в земной коре, характеризующаяся относительно малым диаметром по сравнению с ее длиной. Диаметры буровых скважин изменяются в пределах от 26 до 1000 мм. В некоторых случаях бурением осуществляют углубку шурфов и шахтных колодцев диаметром 1000—1500 мм, а также стволов шахт диаметром от 1,5 до 8 м.

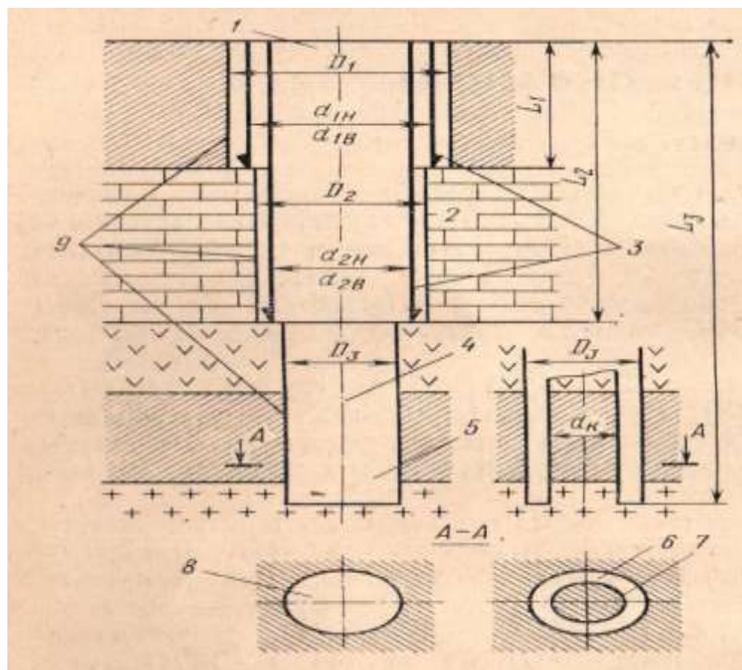
Скважины небольшого диаметра 26—151 мм бурятся при поисках и разведке твердых полезных ископаемых. Скважины большого диаметра в основном предназначены для решения инженерно-технических задач и эксплуатации жидких и газообразных полезных ископаемых.

Глубины буровых скважин изменяются от нескольких метров до 10 км и более. При выполнении инженерно-геологических исследований глубины скважин, как правило, не превышают десятков метров. При поисках и разведке твердых полезных ископаемых некоторые скважины достигли глубины 4000 м, а при бурении на нефть и газ—9550 м. Глубины разведки полезных ископаемых определяются экономической целесообразностью.

Сверхглубокие скважины до 15 км (Кольская СГ-3 и др.) бурятся с целью получения наиболее объективных данных о глубинных зонах и процессах, протекающих в земной коре, для обновления учения о происхождении и закономерностях размещения полезных ископаемых, а также для вскрытия верхней мантии Земли.

Основными элементами буровой скважины являются (рис. 1.1):

1. *устье скважины 1* — начало скважины, т. е. место пересечения буровой скважиной земной поверхности, дна акватории или



- элементов горной выработки при бурении в подземных условиях; 2) забой скважины 8 — дно буровой скважины, углубляющееся в процессе бурения;
2. стенки скважины 9 — боковая поверхность буровой скважины;

Элементы буровой скважины рис 1.1

3. ствол скважины — пространство, ограниченное стенками скважины. В неустойчивых породах стенки скважины закрепляются обсадными колоннами, при этом ствол скважины сужается;
4. ось скважины 4 — геометрическое место точек центра забоя, перемещающегося при углубке скважины, т. е. воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины;
5. глубина скважины Z-з — расстояние между устьем и забоем



Рис. 1.2. Типы трасс и положение скважин в земной коре

- скважины по ее оси;
6. диаметр скважины — это условный диаметр, равный номинальному диаметру породоразрушающего инструмента. Фактический диаметр скважины, как правило, больше номинального диаметра породоразрушающего инструмента за счет разработки скважины.

Типы трасс и положение скважин в земной коре рис 1.2

Существует также понятие «конструкция скважины». Под конструкцией скважины подразумевают ее характеристику, определяющую изменение диаметра с глубиной, а также диаметры и длины обсадных колонн. Различают ствол скважины, не обсаженный трубами, 5 и ствол скважины, обсаженный трубами, 2.

3. ПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Скважины бурятся с земной поверхности, из подземных горных выработок, с поверхности водоемов (рек, озер, морей и океанов) и со дна акватории.

По направлению буровые скважины разделяются на вертикальные 1, наклонные 4, горизонтальные 3 и восстающие 2 (рис. 1.2). Горизонтальные и восстающие скважины в основном бурятся из подземных горных выработок, а в гористой местности при благоприятном рельефе и с поверхности земли.

Направление скважины, как правило, определяется залеганием полезного ископаемого и физико-механическими свойствами пород, влияющими на изменение ее направления в процессе бурения.

Скважины задаются так, чтобы по возможности пересечь полезное ископаемое под углом, близким к прямому; При этом по поднятому столбику горной породы (керну) будет получена истинная мощность пласта.

Положение оси скважины в пространстве называется трассой скважины.

Все скважины в процессе углубки, как правило, искривляются. По характеру кривизны различают следующие типы трасс скважин (см. рис. 1.2): прямолинейные 1, 2, 3, 4, искривленные 6, прямолинейно-искривленные 5 и сложные 7.

4. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ СКВАЖИН ПО ЦЕЛЕВОМУ НАЗНАЧЕНИЮ

Все скважины подразделяются на следующие категории и группы:

1) Геологоразведочные скважины. Геологоразведочные скважины подразделяются на опорные, параметрические, структурно-картировочные, поисковые и разведочные.

Разведочные скважины бурятся с целью оконтуривания и определения запасов полезного ископаемого, установления горнотехнических условий и выбора метода его эксплуатации.

Эксплуатационные скважины. Эксплуатационные скважины бурятся для добычи нефти и газа, подземных вод, рассолов, содержащих соли брома, йода и др.; для подземной газификации углей, выплавки серы и озокерита, выщелачивания железа, марганца, фосфоритов, меди и солей урана, возгонки ртути, подземного сжигания серы, скважинной гидродобычи углей и фосфатов; использования тепла земных недр.

Технические скважины.

К *техническим* скважинам относятся:

- взрывные скважины

- сейсмические
- стволы шурфов и шахт, пройденные бурением;
- скважины для укрепления грунтов при строительстве путем нагнетания в трещиноватые породы цементного раствора, различных смол, жидкого стекла и других крепящих веществ; замораживания водоносных пород при проходке горных выработок;
- скважины вспомогательные
- нагнетательные скважины
- водопонизительные скважины
- наблюдательные скважины
- внутрислоевые скважины

Контрольные вопросы:

- 1. Что такое буровая скважина?**
- 2. Какие вы знаете основные элементы скважины?**
- 3. Назвать основные типы скважин по целевому назначению.**
- 4. Начертите схему конструкции скважины.**
- 5. Выберите группу скважин, зная назначение.**
 - взрывные скважины стволы шурфов и шахт, сейсмические
 - добыча нефти и газа, подземных вод, рассолов, содержащих соли брома, йода
 - параметрические, структурно-картировочные, поисковые и разведочные.

Начертите схему наклонных, прямолинейно искривленных, сложных, горизонтальных.

Урок 2: Технологическая схема бурения скважины

План:

- 1. Технологическая схема бурения. Область применения.**
- 2. Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения. Описание.**

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА БУРЕНИЯ. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.

Технологическая схема на бурение скважин составляется научно-исследовательским институтом совместно с технологической службой УБР. Она предназначена помочь буровой бригаде ускорить проходку скважин.

В *технологической схеме* как правило указывают для каждого стратиграфического горизонта параметры режима бурения, тип и модель долота, тип турбобура и технико-экономические показатели работы долот. Кроме того, даются рекомендации по предотвращению осложнений, пути увеличения скорости проходки, предполагаемые затраты времени на все интервалы и организационно-технические мероприятия.

Соблюдение запланированных в *технологических схемах бурения* - параметров промывки контролируется не представителями НИИ, лично участвующими в опытах как в предыдущем примере, а работниками технологических служб нефтегазоразведочных экспедиций в форме жесткого контроля за реализацией регламентов.

Результатом расчета являются: технологическая схема работы МГ, содержащая оптимальные схемы работы КС, значения давления, температуры и расхода газа в узловых точках системы; расчетные значения энергозатрат на транспорт газа в виде расхода газа на собственные нужды (или топливного газа) и расхода электроэнергии.

Однако стоит отметить, что рекомендации, содержащиеся в *геолого-техническом наряде* (ГТН) и *технологической схеме бурения* (ТСБ), в недостаточной степени регламентируют действия бурильщика по ведению процесса бурения на оптимальном режиме, поэтому необходимо переходить на управление с помощью специальных технических средств, вырабатывающих объективные советы и команды бурильщику, сводящие субъективизм последнего при проводке скважины к минимуму.

Спускоподъемные операции (скорости спуска и подъема, момент начала подъема, проработки и др.) должны производиться в соответствии с *технологической схемой* или указанием бурового мастера, начальника буровой, инженерно-диспетчерской службы, руководства *Районной инженерно-технической службы* (РИТС) или разведки.

Для предупреждения наиболее распространенных видов аварий необходимо, чтобы буровая бригада была ознакомлена с геологическим строением месторождения и зонами возможных осложнений; твердо усвоила и четко представляла особенности разбуривания стратиграфических горизонтов; строго соблюдала требования *геолого-технического наряда, проекта технологии бурения скважины, технологической схемы бурения*; постоянно следила за соответствием проекту параметров бурового раствора, состоянием скважины, инструментом и бурильной колонной; с инструкциями по эксплуатации долот, турбобуров, электробуров, труб бурильных и обсадных, по креплению скважин и другими руководящими документами по технологии бурения для данного района, а также соблюдала трудовую дисциплину.

2. СХЕМА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГЛУБОКОГО ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ. ОПИСАНИЕ.

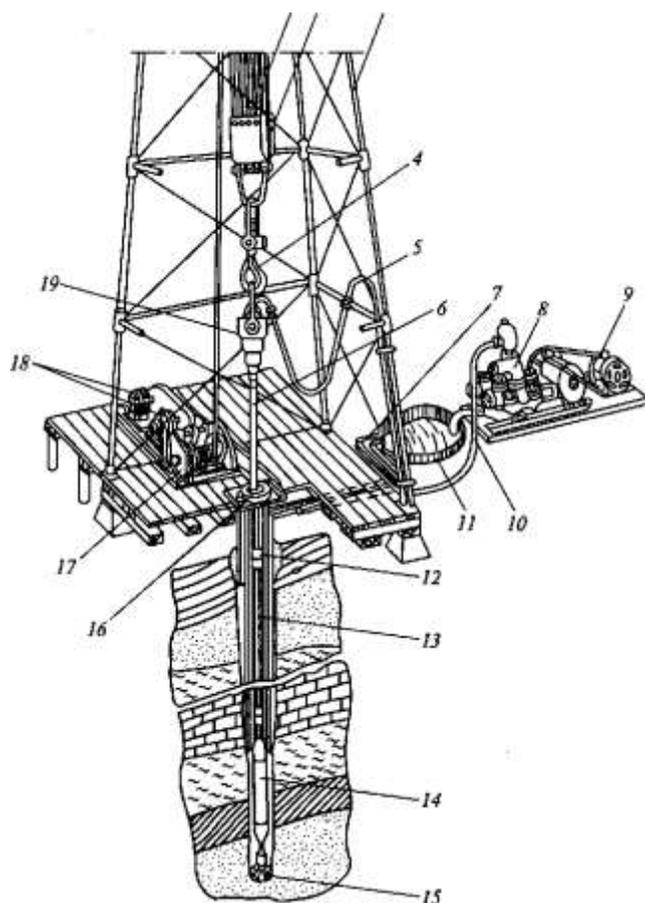


Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения рис 2.1:
1 — талевый канат; 2 — талевый блок; 3 — вышка; 4 — крюк; 5 — буровой шланг;
6 — ведущая труба; 7 — желоба; 8 — буровой насос; 9 — двигатель насоса; 10—
обвязка насоса; 11 — приемный резервуар (емкость); 12— бурильный замок; 13 —
бурильная труба; 14 — гидравлический забойный двигатель (при роторном бурении
не устанавливается); 15 — долото; 16— ротор; 17— лебедка; 18—двигатели
лебедки и ротора; 19 — вертлюг

Самая верхняя труба в колонне бурильных труб не круглая, а квадратная (она может быть также шестигранной или желобчатой). Она называется ведущей бурильной трубой.

Ведущая труба проходит через отверстие круглого стола — ротора и при бурении скважины по мере углубления забоя опускается вниз.

Ротор помещается в центре буровой вышки. Бурильные трубы и ведущая труба внутри полые. Ведущая труба верхним концом соединяется с вертлюгом. Нижняя часть вертлюга, соединенная с ведущей трубой, может вращаться вместе с колонной бурильных труб, а его верхняя часть всегда неподвижна.

К отверстию (горловине) неподвижной части вертлюга присоединяется гибкий шланг, через который в процессе бурения закачивается в скважину промывочная жидкость при помощи буровых насосов. Последняя, пройдя ведущую трубу и всю колонну бурильных труб, попадает в долото и через отверстия в нем устремляется на забой скважины (при

бурении гидравлическим двигателем промывочная жидкость вначале поступает в него, приводя вал двигателя во вращение, а затем — в долото). Выходя из отверстий в долоте, жидкость промывает забой, подхватывает частицы разбуренной породы и вместе с ними через кольцевое пространство между стенками скважины и бурильными трубами поднимается вверх, где направляется в прием насосов, предварительно очищаясь на своем пути от частиц разбуренной породы.

К верхней неподвижной части вертлюга шарнирно прикреплен штроп, при помощи которого вертлюг подвешивается на подъемном крюке, связанном с подвижным талевым блоком. На самом вершуре буровой вышки установлен кронблок, состоящий из нескольких роликов.

Во время бурения колонна труб висит на крюке и опускается по мере углубления. Как только долото срабатывается, всю колонну труб поднимают на поверхность для его замены.

Пробурив с поверхности земли скважину на глубину 30...600 м, в нее спускают кондуктор, служащий для перекрытия слабых (неустойчивых) пород или верхних притоков воды и для создания вертикального направления ствола скважины при дальнейшем бурении. После спуска кондуктора производят цементирование (тампотаж), т.е. закачивают цементный раствор через обсадные трубы в кольцевое пространство между ними и стенками скважины. Цементный раствор, поднимаясь вверх, заполняет затрубное пространство. После затвердения цементного раствора бурение возобновляется.

В скважину опускают долото, диаметр которого меньше диаметра предыдущей обсадной колонны. Затем в пробуренную до проектной глубины скважину спускают колонну обсадных труб (эксплуатационную колонну) и цементируют ее. Цементирование производят для того чтобы изолировать друг от друга водоносные и нефтеносные пласты. Если при бурении под эксплуатационную колонну возникают большие осложнения, препятствующие успешному бурению, то после кондуктора спускают одну или две промежуточные (технические) колонны.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие параметры указывают в технологической схеме бурения?**
- 2. Что необходимо соблюдать для предупреждения наиболее распространенных видов аварий?**
- 3. Перечислите основные элементы буровой установки для глубокого вращательного бурения.**
- 4. Для чего производят цементирование?**
- 5. На какую глубину опускается кондуктор?**

Урок 3: Классификация видов бурения

План:

- 1. Способы разрушения горных пород**
- 2. Механические способы бурения**
- 3. Физические способы бурения**

1. СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД.

В настоящее время известны следующие способы разрушения горных пород: *механический* (разрушение инструментами, машинами гидравлическим аппаратами); *физический* (огневой и взрывной); *химический* (растворение, выщелачивание, газификация).

2. МЕХАНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ.

Различают два основных вида механического способа бурения: *ударное* и *вращательное* бурение.

При *ударном* бурении порода разрушается под действием ударов буровыми наконечниками, называемыми *долотами*. При *вращательном* бурении порода срезается или раздавливается и истирается в забое специальными режущими и дробящими долотами или резцами коронок, буровой дробью или алмазами.

Различают два вида ударного бурения: *канатное* и *штанговое*. В первом случае буровые наконечники опускаются в скважину и приводятся в действие канатом (тросом), во втором случае металлическими стержнями-штангами. *Штанговое* ударное бурение может производиться с промывкой забоя скважины и без промывки. Разрушение породы при *ударном* бурении осуществляется на полное сечение скважины — сплошным забоем.

Вращательное бурение в свою очередь разделяется на собственно вращательное (роторное), обычно применяемое в тех случаях, когда скважину можно проходить сплошным забоем, и колонковое, при котором разрушение породы на забое ведется по кольцу при помощи пустотелого цилиндра-коронки. Внутри коронки остается неразрушенный столбик — керн или колонка породы, отсюда этот вид бурения и получил название колонкового. Для разрушения горных пород при вращательном бурении применяют алмазы, твердые сплавы и буровую стальную или чугунную дробь.

Вращение бурового наконечника может быть осуществлено при помощи двигателя, находящегося на поверхности, через бурильные трубы—штанги, или при помощи двигателя, находящегося на забое непосредственно за буровым наконечником. К забою двигатель опускается на трубах, а в последнее время иногда на канате.

К забойным двигателям относятся *турбобур*, *электробур*, *гидровибратор* и др.

В настоящее время для *колонкового* бурения разрабатываются малогабаритные забойные двигатели и забойные механизмы, (типа гидроперфораторов), обеспечивающие

одновременное воздействие на породу буровым наконечником ударным и вращательным способами (комбинированное бурение).

По виду *применяемой энергии* различают бурение *ручное* и *механическое*.

Как правило, *вращательное*, в том числе и *колонковое* бурение, ведется с промывкой (или с продувкой) забоя так, чтобы продукты разрушения породы выносились на поверхность восходящим потоком жидкости (или газа). При *канатном* и *штанговом ударном* бурении без промывки очистка забоя от породы, разрушенной долотом, производится специальными инструментами — *желонками*.

С целью повышения эффективности разрушения породы в настоящее время ведутся работы по созданию механизмов которые обеспечивали бы комбинированное воздействие на породу — удар и вращение. К таким механизмам, в частности, относятся *гидроперфораторы*, *гидровибраторы*.

При бурении г. твердых и очень твердых породах *ударно-вращательный* способ наиболее перспективен из всех механических способов.

Для проходки неглубоких скважин (до 25 м) в нетвердых породах применяется *вибробурение*, при котором погружение бурового инструмента происходит за счет создаваемых механическим вибратором вибрации и веса самого инструмента.

3. ФИЗИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ.

К *физическим* способам проходки скважин в первую очередь относится *термический*, или как его называют *огневой способ*, применяемый главным образом для разрушении пород, имеющих кремнистое основание. Действие этого способа основано на том, что при воздействии на породу пламенем с высокой температурой (до 2400°) и скоростью до 1800 м/сек зерна кварца преобразуются, значительно увеличиваясь в объеме, за счет чего происходит скалывание частиц породы; частицы выносятся из скважины па поверхность водяным паром. Хотя производительность этого способа и превышает производительность механических видом бурения, однако из-за относительной сложности осуществления этот способ пока не вышел из стадии лабораторных исследований.

В будущем возможно использование в первую очередь для неглубоких скважин электрогидравлического эффекта, предложенного Л. А. Юткиным. Сущность этого способа заключается в том, что в зоне прохождения электрической искры между полюсами в воде образуются большие давления, в результате чего происходят взрывы, и порода вблизи искры разрушается.

При бурении нефтяных скважин весьма успешно внедряется способ разрушения породы на забое при помощи привитых веществ, подаваемых в специальных капсулах промывочной жидкостью на забой.

В ряде стран в последние годы ведутся исследования по разрушению горных пород в скважинах при помощи ультразвуковых колебаний, передаваемых долоту через бурильные трубы, или путем передачи ультразвуковых колебаний абразивному порошку, подсыпаемому под металлический инструмент. Абразивным порошком чаще служит карбид бора, смоченный жидкостью.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие вы знаете способы разрушения горных пород?**
- 2. Сущность вращательного способа бурения.**
- 3. Что относится к забойным двигателям?**
- 4. Каким образом по виду применяемой энергии делятся способы бурения?**
- 5. В чем сущность эффекта, предложенного Л.А. Юткиным?**

Раздел 2: Организация буровых работ

Урок 4: Подготовительные работы при бурении

План:

- 1) **Общие сведения о подготовительных работах.**
- 2) **График подготовительных работ**

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТАХ.

Подготовительные работы - это строительство основания, на котором будет установлена буровая установка, прокладка подъездных дорог.

Процесс бурения связан с выполнением ряда *вспомогательных работ и подготовительных работ*:

- подготовка рабочих мест буровых станков (площадок уступов);
- подготовка самих станков и вспомогательного оборудования к бурению скважин;
- бесперебойное обеспечение станков электроэнергией, материалами, буровым инструментом;
- учет и обеспечение сохранности пробуренных скважин;
- ремонт станков;
- наращивание и перестройка линий электропередач;
- перемещение силового кабеля.

Подготовка площадок уступов к бурению заключается в:

- освобождении их от оборудования (перенос транспортных коммуникаций, линий электропередач, трансформаторных подстанций и др.);
- планировке и очистке от снега (выравнивании навалов породы, засыпке углублений, ликвидации возвышений);
- устройстве дорог для перемещения станков.

Эти работы выполняются с применением бульдозеров и вспомогательного бурового оборудования (*бурильных молотков, пневмоударных станков*).

После подготовки площадок уступов к бурению производят:

- маркшейдерскую съемку подготовленных площадок;
- вынос проектных отметок расположения скважин на местность;
- подвод энергии (сжатого воздуха, воды);
- перемещение станков на обуриваемый блок уступа;
- подключение станков к трансформаторным подстанциям;
- подготовка станков к работе (подъем мачт, подключение воздушных магистралей, замена бурового инструмента и др.).

Буровой инструмент, материалы и запасные части доставляют на железнодорожных платформах или автомашинах, оборудованных кранами. При концентрации на небольшой площади нескольких буровых станков целесообразно оборудовать простейшие передвижные мастерские, служащие также для хранения инструмента, смазочных материалов и мелких запчастей, для обогрева и отдыха рабочих.

Подготовительные работы выполняются:

- дорожной бригадой;
- бульдозеристами;
- службой высоковольтных сетей;
- маркшейдерской службой;
- самим буровым цехом и другими цехами и участками.

При вынесении проекта обуривания на местность у точек расположения скважин проставляются их номера и проектная глубина. Фактическую глубину скважины определяет машинист станка и выборочно - горный мастер. Дополнительный контроль выполняют взрывники перед зарядкой скважин. Допустимые отклонения параметров сетки и глубины скважин составляют не более 0.3 м.

Длительность сохранения скважин ограничена. Со временем уменьшается их фактическая их глубина из-за обрушения стенок скважин, снежных заносов, наездов автомашин и бульдозеров, сотрясения и др. Особенно интенсивно обрушение стенок наклонных скважин. В среднетрещиноватых породах оно происходит в первые 5-10 дней, а в сильнотрещиноватых породах нарастает со временем. Особенно опасно оплывание скважин в вечно мерзлых глинистых породах в летний период.

Для уменьшения объема повторного бурения необходимо максимально сокращать переходящий остаток невзорванных скважин.

2. ГРАФИК ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Цель составления графика состоит в том, чтобы, зная состав и длительность всех работ, а также необходимый срок их окончания, определить последовательность их выполнения и необходимые моменты начала каждой работы. Контроль за выполнением графиков осуществляет начальник бурового участка и производственный отдел карьера.

Порядок обуривания блока характеризуется последовательностью бурения отдельных скважин, то есть схемой передвижения станков. При ограниченном фронте работ допускается начало обуривания блока при его неполной подготовке. При бурении скважин первого ряда станок должен располагаться перпендикулярно к бровке уступа, так, чтобы горизонтирующие домкраты и гусеницы находились вне призмы возможного обрушения откоса уступа.

При использовании на одном обуриваемом блоке 2-3 станков целесообразно их рассредоточить, выделяя для каждого станка отдельный фронт работ. Станки обычно подключаются к общему трансформаторному киоску и обслуживаются общим вспомогательным оборудованием. При этом расстояние между ними не превышает 20-30 м, что обеспечивает фронт работы каждого станка на 2-3 смены. При большей автономности станков (отсутствие общих емкостей для воды, трубопроводов и др.) это расстояние следует увеличивать до 50-100 м, то есть практически вести бурение на разных крыльях блока.

Номера и проектная глубина скважин, а также общий объем работ указываются при выдаче буровым бригадам сменного наряда. В конце смены горный мастер заносит показатели выполненного объема бурения в специальный журнал. Эти данные также фиксируются в диспетчерских сменных рапортах и являются основой для оплаты труда членов буровых бригад с учетом маркшейдерских замеров.

При работе станков, помимо собственно бурения, производятся следующие *вспомогательные операции*:

- опускание и подъем бурового става;
- наращивание и разборка бурового става;
- очистка скважины;
- замена бурового инструмента;
- перемещение станка между скважинами и установка его;
- перенос кабеля и др.

Время, затрачиваемое на выполнение этих операций, зависит от:

- вида бурения;
- кинематической схемы станка;
- длины штанг;
- уровня механизации наращивания и разборки бурового става и смены коронок (долот);
- расстояния между скважинами и других факторов.

Контрольные вопросы:

- 1. От чего зависит время, затрачиваемое на выполнение подготовительных операций?**
- 2. Кем выполняются подготовительные работы к бурению?**
- 3. В чем заключается сущность составления графика работ?**

4. Каким образом осуществляется транспортировка буровых инструментов?
5. Опишите процесс завершения буровой смены.

Урок 5: Талевая система

План:

- 1) Назначение талевой системы.
- 2) Элементы талевой системы
- 3) Разновидности талевых канатов.

1. НАЗНАЧЕНИЕ ТАЛЕВОЙ СИСТЕМЫ

Талевая (полиспастовая) система буровых установок предназначена для преобразования вращательного движения барабана лебедки в поступательное (вертикальное) перемещение крюка и уменьшения нагрузки на ветви каната.

Через канатные шкивы кронблока и талевого блока в определенном порядке пропускается стальной талевый канат, один конец которого крепится неподвижно (этот конец каната часто называют мертвым концом). Другой конец, называемый ходовым (ведущим), крепится к барабану лебедки.

По грузоподъемности и числу ветвей каната в оснастке талевые системы разделяют на различные *типоразмеры*:

- в буровых установках грузоподъемностью 50... 75 т применяется талевая система с числом шкивов 2*3х3*4;

- в установках грузоподъемностью 100... 300 т применяют число шкивов 4x5, 5x6, 6*7.

В обозначении системы оснастки *первая цифра* показывает число канатных шкивов талевого блока, а *вторая цифра* — число канатных шкивов кронблока.

2. ЭЛЕМЕНТЫ ТАЛЕВОЙ СИСТЕМЫ

Кронблок представляет собой раму, на которой смонтированы оси и опоры со шкивами. Иногда рама выполняется как одно целое с верхней частью вышки.

Талевый блок представляет собой сварной корпус, в котором помещаются шкивы и подшипниковые узлы, как и в кронблоках.

В буровых установках применяют *талевые блоки* двух типов:

- *крюкоблок* для ручной расстановки свечей;
- *талевый блок* для работы с *подвешенным автоматическим элеватором*, применяющимся в комплексе механизмов типа *автоматов спуска-подъема* (АСП) для автоматизации и механизации спускоподъемных операций.

Талевый канат - стальной канат особой конструкции, изготавливаемый из тонких проволок, свитых в особые пряди, обвитые затем вокруг общего пенькового сердечника.

Буровые крюки изготавливают в виде отдельных крюков или крюков, соединенных с талевым блоком (крюкоблоки). Они служат для подвешивания при помощи штропов с элеватором бурильной и обсадной колонн в процессе спускоподъемных работ, в процессе бурения для подвешивания вертлюга с бурильной колонной, а также для подъема, спуска и подтаскивания грузов при буровых и монтажно-демонтажных работах. По конструкции крюки бывают одно-, двух- и трехрогие. В настоящее время трехрогие крюки почти полностью вытеснили двухрогие и однорогие крюки. Наличие трех рогов позволяет штропы, подвешенные на боковые рога крюков в начале бурения, не снимать до конца бурения скважины, в результате облегчается труд буровой бригады и ускоряется время, затрачиваемое на вспомогательные операции. По способу изготовления крюки бывают кованными, составными пластинчатыми и литыми.

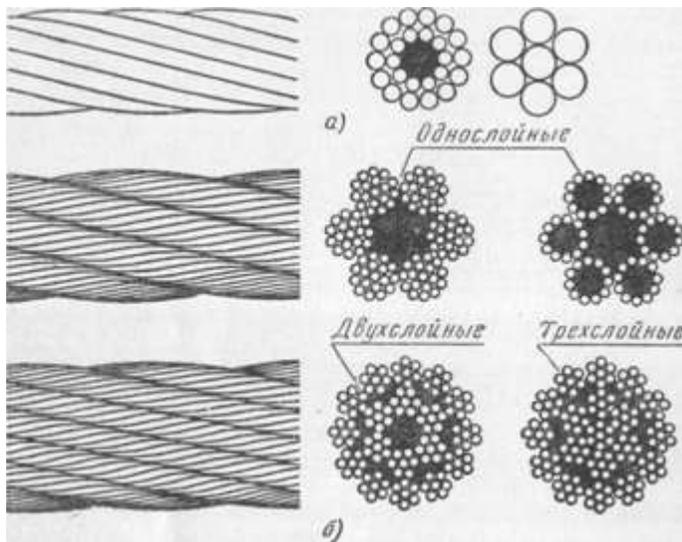
Штропы бурильные являются соединяющим звеном между буровым крюком и элеватором, на котором подвешивается буровой инструмент или колонна обсадных труб. *Штропы* бывают грузоподъемностью 0,25 (25), 0,5 (50), 0,75 (75), 1,25 (125), 2,0 (200) и 3,0 (300) МН (т). *Штропы* грузоподъемностью 0,25, 0,5 и 0,75 МН предназначены для ремонта скважин, но могут быть использованы и для буровых установок соответствующей грузоподъемности. По конструкции *штропы* бывают двух типов: одно- и двухструнные.

Штропы изготавливают цельнокатаными, цельноковаными, а иногда сварными, нормальной (ШБА) и укороченной (ШБУ) длины.

3. РАЗНОВИДНОСТИ ТАЛЕВЫХ КАНАТОВ

В *талевых системах* буровых установок применяют *стальные круглые шестипрядные канаты тросовой конструкции*, которые получаются в результате *двойной свивки*: проволок в пряди и прядей в канаты. Пряди *талевых канатов* изготавливают с числом

проволок от 19 до 37 и свивают в канат вокруг органического или металлического сердечника. Для изготовления *талевых канатов* используется *высокоуглеродистая* и *высокомарганцевистая* канатная проволока.



Разновидности талевых канатов по количеству слоёв рис 5.1

Канаты изготавливают:

- с металлическим сердечником (МС);
- с органическим трехпрядным сердечником (ОС);
- пластмассовым стержневым сердечником (ПС).

Канаты с *металлическим сердечником* обладают *повышенным разрывным усилием* и *высокой поперечной жесткостью*, благодаря которой возрастает их *сопротивляемость раздавливанию*.

Талевые канаты бывают *прямой* и *крестовой* свивки. В *талевых системах* применяют канаты *крестовой* свивки, при которой проволоки вьются в пряди в одну сторону, а сами пряди в канате — в противоположную. Канаты *крестовой* свивки изготавливают правого и левого направления с одним сердечником. *Правые* свивают по часовой стрелке, *левые* — против часовой стрелки. В соответствии с принятым в буровых лебедках местом крепления ходового конца каната и направлением его намотки на барабан *талевые канаты* должны быть *правой* свивки. В отдельных технически обоснованных случаях допускается изготовление канатов *левой крестовой* свивки, а также *комбинированной правой* или *левой* свивки (пряди чередуются по направлению свивки).

В буровых установках применяются *нераскручивающиеся канаты*, у которых проволоки и пряди каната освобождены от внутренних напряжений, так как они по сравнению с обыкновенными обладают большей гибкостью, усталостной прочностью и меньшим стремлением к вибрации и вращению вокруг своей оси. Наружный слой проволок в прядях имеет большой диаметр, что предохраняет канат от быстрого износа, а внутренний слой сделан из проволок меньшего диаметра, что придает канату большую гибкость.

Все стальные талевые канаты имеют *условные обозначения*. Например, канаты с *металлическим сердечником*, диаметром 32 мм, марки 1, маркировочной группы по временному сопротивлению разрыву 1568 МПа (160 кгс/мм²) обозначаются следующим образом:

правой крестовой свивки — канат МС-32-1-1568 (160) ГОСТ 16853-71;

левой крестовой свивки — канат МС-32-1-Л-1568 (160) ГОСТ 16853-71.

Наиболее распространены в настоящее время канаты диаметром 28 и 32 мм с *органическим* или *пластмассовым* сердечником. При больших глубинах, когда нагрузки на буровую установку близки к максимальным, следует пользоваться канатами с *металлическими сердечниками*. Расход каната на 1 м проходки скважины в зависимости от условий бурения составляет от 0,5 кг до нескольких килограммов.

По мере углубления скважины масса груза, который приходится поднимать или спускать, непрерывно увеличивается. Так как двигатель для лебедки подбирается исходя из условий подъема или спуска груза максимальной массы, то совершенно очевидно, что в процессе бурения скважины он используется неэффективно. Полная мощность его используется при достижении проектной глубины скважины только во время подъема первых свечей. Поэтому стремятся подобрать такой полиспастовый механизм, который потребовал бы меньшей мощности.

Это достигается применением различных оснасток талевого системы: 2х3; 3х4; 5х6 и 6х7. Исходя из этого, следовало бы начинать бурение при оснастке 2х3, а затем последовательно в зависимости от глубины переходить на оснастки 3х4, 4х5 и т.д. Однако процесс переоснастки талевого системы буровой установки трудоемок и занимает много времени, поэтому многократное изменение оснастки целесообразно только в том случае, если время, затраченное на ее осуществление ($T_{по}$), меньше времени, которое будет выиграно в процессе подъема и спуска инструмента ($T_{ис}$). Если же $T_{по} > T_{ис}$, то следует с самого начала применять более сложную оснастку. На практике $T_{по} > T_{ис}$, поэтому глубокие скважины бурят либо при одной оснастке талевого системы 4х5 (5х6), либо при двух; в последнем случае на некоторых глубинах с оснастки 4х5 (5х6) переходят на оснастку 5х6 (6х7). При любой схеме оснастки основное условие нормальной эксплуатации талевого каната — сохранение талевым блоком строго фиксированного положения при его подъеме и спуске.

Канат в талевом механизме может быть заправлен по различным схемам. При всех используемых схемах оснастки нужно так навивать канат на барабан лебедки, чтобы его витки были уложены равномерно, и полностью исключалось бы трение талевого каната о фланцы барабана, реборды шкивов кронблока и отдельных ветвей каната между собой.

При бурении скважин широко используется *крестовая* оснастка *талевого системы*, при которой ось кронблока должна быть параллельна оси барабана лебедки, а ось талевого блока — перпендикулярно оси кронблока. Это позволяет значительно снизить стремление каната к закручиванию талевого системы и обеспечить правильную навивку каната на барабан лебедки. Оснастку осуществляют следующим образом. Бухту устанавливают на металлическую ось и при помощи пенькового каната, привязанного к талевому канату, последовательно пропускают конец каната через ролики кронблока и талевого блока. Затем конец каната, называемый ходовым, закрепляют в специально предусмотренном на барабане лебедки устройстве, после чего наматывают на барабан 8... 10 витков, опускают талевый блок на пол буровой и зажимают неподвижный (мертвый) конец в специальном механизме. Для закрепления неподвижного конца талевого каната и проведения в процессе эксплуатации его перепуска буровые установки оснащаются специальными механизмами.

Талевый канат в процессе работы изнашивается неравномерно (под износом талевого каната понимается усталостный обрыв проволок). Наиболее быстро изнашивается ведущая ветвь, от которой износ уменьшается по направлению к неподвижной ветви.

В производственных условиях очень трудно установить срок службы талевого каната из-за отсутствия надежных способов определения действительных величин напряжений и усилий, воспринимаемых канатом.

В процессе эксплуатации за состоянием талевого каната устанавливается тщательный надзор: перед началом каждой смены его осматривает старший по смене (бурильщик).

Талевый канат заменяют, если при осмотре его обнаружится один из следующих *дефектов*:

- оборвана одна прядь каната;
- на шаге свивки каната диаметром до 20 мм число оборванных проволок составляет более 5 %, а каната диаметром свыше 20 мм — более 10 % от всего числа проволок в канате;
- одна из прядей вдавлена вследствие разрыва сердечника каната;
- канат вытянут или сплюснут, и его наименьший диаметр составляет 75 % и менее от первоначального;
- на канате имеется скрутка («жучок»);
- при износе или коррозии, достигшей 40% и более первоначального диаметра проволок.

Для правильной эксплуатации каната нужно избегать передачи на него резких нагрузок. Размеры канавок на шкивах блока и крон-блонка должны соответствовать диаметру каната. При спуске и подъеме талевого блока наблюдается вибрация ведущей ветви каната, вызванная изменением скорости движения и направления укладки витков каната на барабан лебедки при переходе на последующий ряд навивки. В целях устранения вибрации и его вредных влияний на ведущей ветви устанавливают специальное приспособление для наматывания каната на барабан лебедки.

В случае необходимости замены каната раскрепляют его неподвижный конец и соединяют с концом нового каната. При вращении барабана лебедки старый канат постоянно снимается с талевой системы и наматывается на барабан лебедки. Одновременно с этим новый канат, разматываясь со своего барабана, следом за концом старого переходит через шкивы талевой системы. Когда конец нового каната, пройдя талевую систему, наматывается на барабан лебедки поверх старого каната, свободный конец нового каната крепят как неподвижный конец. Затем разматывают конец нового каната с барабана лебедки и отсоединяют от старого каната.

После этого старый канат сматывают с барабана лебедки, а конец нового каната присоединяют к барабану и наматывают на барабан в обычном порядке.

Контрольные вопросы:

- 1. Для чего необходимо использовать талевую систему?**
- 2. Назовите элементы талевой системы.**
- 3. Дайте определение талевым канатам.**
- 4. Какие канаты изготавливают для буровых работ?**
- 5. В каких случаях талевый канат подлежит замене?**

Урок 5: Спуско-подъемные операции

План:

1. Назначение спуско-подъемных операций
2. Инструменты для проведения спуско-подъемных операций
3. Комплекс АСП
4. Меры предосторожности при проведении СПО

1. НАЗНАЧЕНИЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Спуско-подъемные операции (СПО) в разведочном бурении производятся в процессе углубления скважины для спуска и извлечения бурового снаряда. СПО — наиболее трудоёмкий процесс, общая продолжительность которого за время бурения скважины возрастает с увеличением её глубины, а также с ростом механической скорости. Удельный вес времени на проведение СПО при бурении мягких пород в 2-3 раза выше, чем при бурении крепких пород.

2. ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Для производства спускоподъемных операций буровая бригада должна быть оснащена, во-первых, инструментом для захвата и подвешивания колонны труб. В качестве такого инструмента применяются элеваторы, клинья и слайдеры (элеваторы с плашечными захватами). Во-вторых, инструментом для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб (машинные, круглые ключи и т.п.).

Устройства для захвата и подвешивания колонн различаются по размерам и грузоподъемности. Обычно это оборудование выпускается для бурильных труб размером 60, 73, 89, 114, 127, 141, 169 мм с номинальной грузоподъемностью 75, 125, 140, 170, 200, 250, 320 т. Для обсадных труб диаметром от 194 до 426 мм применяют клинья четырех размеров: 210, 273, 375 и 476 мм, рассчитанные на грузоподъемность от 125 до 300 т.

Элеватор служит для захвата и удержания на весу колонны бурильных (обсадных) труб при спускоподъемных операциях и других работах в буровой. Применяют элеваторы различных типов, отличающиеся размерами в зависимости от диаметра бурильных или обсадных труб, грузоподъемностью, конструктивным исполнением и материалом для их изготовления.

Элеватор при помощи штропов подвешивается к подъемному крюку.

Клинья для бурильных труб используют для подвешивания бурильного инструмента в столе ротора. Они вкладываются в конусное отверстие ротора. Применение клиньев ускоряет работы по спускоподъемным операциям. В последнее время широко применяются автоматические клиновые захваты с пневматическим приводом типа ПКР (в этом случае клинья в ротор вставляются не вручную, а при помощи специального привода, управление которым внесено на пульт бурильщика).

Для спуска тяжелых обсадных колонн применяют *клинья с неразъемным корпусом*. Их устанавливают на специальных подкладках над устьем скважины. *Клин* состоит из массивного корпуса, воспринимающего массу обсадных труб. Внутри корпуса находятся плашки, предназначенные для захвата обсадных труб и удержания их в подвешенном состоянии. Подъем и опускание плашек осуществляется поворотом рукоятки в ту или другую сторону вокруг клина, что достигается наличием наклонных исправляющих вырезов в корпусе, по которым при помощи рычага перекатываются ролики плашек.

Для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб применяется специальный инструмент. В качестве такого инструмента используют различные *ключи*. Одни из них предназначаются для свинчивания, а другие — для крепления и открепления резьбовых соединений колонны. Обычно легкие круговые ключи для предварительного свинчивания рассчитаны на замки одного диаметра, а тяжелые машинные ключи для крепления и открепления резьбовых соединений — на два, а иногда и более размеров бурильных труб и замков.

Операции крепления и открепления резьбовых соединений бурильных и обсадных колонн осуществляются двумя машинными ключами; при этом один ключ (задерживающий) — неподвижный, а второй (завинчивающий) — подвижный. Ключи подвешивают в горизонтальном положении. Для этого у полатей на специальных «пальцах» укрепляют металлические ролики и через них перекидывают стальной тартальный канат или одну прядь талевого каната. Один конец этого каната прикрепляется к подвеске ключа, а другой — к противовесу, уравнивающему ключ и облегчающему перемещение ключа вверх или вниз.

3. КОМПЛЕКСЫ АСП

На основе создания ряда механизмов для автоматизации и механизации отдельных операций спускоподъемных работ был создан автомат спуска-подъема. Комплекс механизмов АСП предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций.

Он обеспечивает:

- совмещение во времени подъема и спуска колонны труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи с колонной бурильных труб;
- механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к центру, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.

Механизмы АСП располагаются на буровой следующим образом: на кронблочной площадке установлены амортизатор и верхний блок или кронштейн поворотный механизм подъема, направляющие каната центратора, магазин, нижний блок механизма подъема, центратор, механизм расстановки свечей, механизм захвата свечей, канат механизма подъема. На площадке буровой расположены подсвечник, блок цилиндров механизма подъема, автоматический буровой ключ, ротор с пневматическими клиньями. К талевому блоку подвешен автоматический элеватор. Пост АСП размещен на площадке подсвечника. Бурильные свечи устанавливаются на подсвечник.

В работе комплекса механизмов типа АСП-3М1, АСП-3М4, АСП-3М5 и АСП-3М6 используются ключ АКБ-3М2 и пневматический клиновой захват БО-700 (кроме АСП-3М6, для которого применяется захват ПКРБО-700).

4. МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПО

При спускоподъемных операциях необходимо соблюдать целый ряд основных положений. Спускоподъемные операции (скорости спуска и подъема, момент начала подъема, проработки и др.) должны производиться в соответствии с режимно-технологической картой (техническим проектом на строительство скважины) или указанием бурового мастера, начальника буровой, инженерно-диспетчерской службы, руководства Районной инженерно-технической службы (РИТС) или разведки.

Для проведения работ по спуску, подъему и наращиванию бурильной колонны буровая установка должна быть оснащена комплектом механизмов и приспособлений малой механизации. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую трубу и первую свечу следует поднимать из скважины на первой скорости. Запрещается раскреплять резьбовые соединения свечей бурильных труб и других элементов компоновки бурильной колонны при помощи ротора. Также запрещается останавливать вращение колонны бурильных труб включением обратного хода ротора.

При спуске бурильных и утяжеленных бурильных труб в скважину резьбовые соединения следует докреплять машинными и автоматическими ключами, контролируя зазор между соединительными элементами и соблюдая по показаниям моментомера величину допустимого крутящего момента, установленную действующей инструкцией.

При спуске бурильной колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.

Посадка бурильной колонны на ротор во время СПО должна производиться плавно без толчков и ударов. При появлении посадок во время спуска бурильной колонны в этих местах следует производить промывку или проработку ствола скважины. Допустимые величины посадок и затяжек бурильной колонны зависят от технических и геологических условий и должны определяться 1 в каждом отдельном случае буровым мастером или технологической службой.

Запрещается работать без приспособления для правильного наматывания талевого каната на барабан лебедки.

При подъеме из скважины труб и других элементов компоновки колонны наружные поверхности их должны очищаться от остатков бурового раствора с помощью специальных приспособлений.

Колонна бурильных, обсадных труб и УБТ, захватываемая пневматическим клиньевым захватом, должна быть составлена с учетом допустимых нагрузок на нее, приведенных в инструкции по эксплуатации ПКР. Запрещается во время работы клинового захвата находиться на роторе членам буровой бригады, поднимать или спускать колонну труб при неполностью поднятых клиньях, вращать стол ротора при поднятых клиньях, работать с деформированными бурильными или обсадными трубами, оставлять устье скважины открытым. Необходимо устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.

При вскрытии газоносных и склонных к поглощению бурового раствора пластов спуск и подъем бурильной колонны следует производить при пониженных скоростях с целью снижения возможности возникновения гидроразрыва проницаемых горизонтов и вызова притока из пласта.

При подъеме бурильной колонны из скважины следует производить долив в скважину бурового раствора с теми же показателями свойств, что и у раствора, находящегося в ней. Буровой мастер (начальник буровой) должен осуществлять проверку спускоподъемных механизмов в соответствии с графиком профилактического осмотра и результаты

проверки заносить в специальный журнал. Периодически должна производиться *дефектоскопия* спускоподъемного оборудования.

Подъем и спуск бурильных труб в целях замены сработавшегося долота состоит из одних и тех же многократно повторяемых операций. Причем к машинным относятся операции подъема свечи из скважины и порожнего элеватора. Все остальные операции являются машинно-ручными или ручными, требующими затрат больших физических усилий.

К ним относятся:

при подъеме:

- посадка колонны на элеватор;
- развинчивание резьбового соединения;
- установка свечи на подсвечник;
- спуск порожнего элеватора;
- перенос штропов на загруженный элеватор;

при спуске:

- вывод свечи из-за пальца и с подсвечника;
- свинчивание свечи с колонной;
- спуск свечи в скважину;
- посадка колонны на элеватор;
- перенос штропов на свободный элеватор.

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение и расшифровку СПО**
- 2. Для чего необходим элеватор?**
- 3. Перечислите диаметры бурильных труб.**
- 4. Что обеспечивает комплекс АСП?**
- 5. Каковы меры предосторожности при вскрытии газоносных и склонных к поглощению бурового раствора пластов?**

Урок 6: Буровые долота. Классификация.

Долото — основной породоразрушающий инструмент при глубоком вращательном бурении.

По характеру разрушения породы все буровые долота классифицируются следующим образом:

- Долота *режущие-скалывающего* действия, разрушающие породу лопастями, наклоненными в сторону вращения долота. Предназначены они для разбуривания мягких пород.
- Долота *дробяще-скалывающего* действия, разрушающие породу зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и вокруг оси долота. При вращении долота наряду с дробящим действием зубья (штыри) шарошек, проскальзывая по забою скважины, скалывают (срезают) породу, за счет чего повышается эффективность разрушения пород. Следует отметить, что выпускаются буровые долота и бурильные головки только дробящего действия. При работе этими долотами породы разрушаются в результате динамического воздействия (ударов) зубьев шарошек по забою скважины.
- Долота *истирающе-режущего* действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, располагающиеся в торцовой части долота или в кромках лопастей долота.

По назначению все буровые долота классифицируются по трем классам:

- долота для *сплошного бурения*, разрушающие породу в одной плоскости или ступенчато;
- *бурильные головки* для *колонкового бурения*, разрушающие породу по периферии забоя;
- долота для специальных целей (зарезные, расширители, фрезеры и др.).

Долота для сплошного бурения и бурильные головки для колонкового бурения предназначены для углубления скважины. Выпускаются они различных типов, что позволяет подбирать нужное долото. Долота для специальных целей предназначены для работы в пробуренной скважине и в обсадной колонне. Долота независимо от их назначения, конструкции и типа нормализованы по диаметрам.

По конструкции промывочных устройств и способу использования гидравлической мощности струи промывочной жидкости долота делятся на:

- струйные (гидромониторные)
- проточные (обычные)

В *гидромониторных* долотах струя промывочной жидкости достигает поверхности забоя, что дает возможность использовать гидромониторный эффект для очистки поверхности забоя и частичного разрушения породы. В проточных (обычных) долотах промывочная жидкость, протекая через промывочные отверстия, омывает шарошки (лопасти) и только частично достигает поверхности забоя

Шарошечные долота могут делиться на *одно-, двух-, трех-, и шести-шарошечные*.
Лопастные долота также могут быть *одно-, двух-, трех- лопастные*.

Контрольные вопросы:

- 1. Для чего предназначено долото?**
- 2. Каким образом буровые долота классифицируются по характеру разрушения?**
- 3. В чем сущность долот истирающе-режущего действия?**
- 4. Как буровые долота классифицируются по назначению?**
- 5. Какие виды долот для специальных целей вы знаете?**

Урок 7: Лопастные долота для сплошного разрушения забоя

Лопастные долота в зависимости от конструкции и оснащённости твердым сплавом предназначаются для бурения мягких и средней твердости пород, мягких пород с пропластками средних малоабразивных пород, для разбуривания цементных пробок, металлических деталей низа обсадных колонн и расширения ствола скважины.

Используются следующие лопастные долота:

- двухлопастные 2Л (рис. 3.2) диаметрами от 76,0 до 165,1 мм с обычной (проточной) промывкой;
- трехлопастные 3Л диаметрами от 120,6 до 469,9 мм с обычной и гидромониторной промывкой;
- трехлопастные истирающе-режущего действия ЗИР диаметрами от 190,5 до 269,9 мм с обычной и гидромониторной промывкой;
- шестилопастные истирающе-режущего действия БИР (рис. 3.3) диаметрами от 76,0 до 269,9 мм с обычной и гидромониторной промывкой,"
- пикообразные П диаметрами от 98,4 до 444,5 мм с обычной промывкой.

Выпускаются следующие типы лопастных долот (кроме долот вида П):

- **М** — для мягких пород;
- **МС** — для мягких пород с пропластками средней твердости;
- **МСЗ** — для мягких абразивных пород с пропластками средней твердости;
- **С** — для пород средней твердости.

Лопастные долота вида П выпускаются двух типов:

- **Ц** — для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн;
- **Р** — для расширения ствола скважины.

У *шестилопастных* долот БИР три лопасти имеют нормальную высоту, а три — укороченную (лопасти по высоте чередуются). Промывка осуществляется через три канала, расположенные между лопастями. Лопастные долота не применяются при бурении гидравлическими забойными двигателями и электробурами, так как при бурении ими требуется большой крутящий момент.

Контрольные вопросы:

1. Для каких типов горных пород применяются лопастные долота?
2. Какие по диаметру существуют пикообразные долота?
3. Что обозначает аббревиатура “МСЗ”?
4. В каких случаях нецелесообразно применять лопастные долота и почему?
5. Какую высоту имеют лопасти у шестилопастных долот?

Урок 8: Шарошечные долота

План

1. Общие сведения о шарошечных долотах.
2. Классификация шарошечных долот.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТАХ.

В России, а также в США и других зарубежных странах для бурения нефтяных и газовых скважин в основном используют шарошечные долота с коническими шарошками. Шарошечные долота предназначены для сплошного бурения нефтяных, газовых и геолого-разведочных скважин, а также скважин различного назначения в горнодобывающей промышленности и строительстве с очисткой забоя жидкостью или воздухом.

Шарошечные долота имеют следующие преимущества по сравнению с *лопастными*:

- площадь контакта шарошечных долот с забоем значительно меньше, чем у лопастных долот, но длина их рабочих кромок больше, что значительно повышает эффективность разрушения горных пород;
- шарошки долота перекатываются по забою в отличие от лезвий лопастного долота, скользящих по нему, вследствие чего интенсивность износа зубьев шарошек значительно меньше интенсивности износа лезвий лопастных долот;
- вследствие перекатывания шарошек по забою крутящий момент, потребляемый долотом, сравнительно невелик, поэтому опасность заклинивания шарошечного долота сводится к минимуму.

Из всех видов шарошечных долот *трехшарошечные* получили наибольшее распространение.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ.

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов долота изготавливаются:

- с центральной промывкой — Ц
- боковой гидромониторной промывкой — Г
- центральной продувкой — П
- боковой продувкой — ПГ

Гидромониторные долота, как правило, выпускаются со сменными насадками, когда в нижней части промывочного канала долота растачивается гнездо для установки сменных насадок из износостойкого материала. В этом случае можно установить в долото насадки любого необходимого диаметра на выходе.

Опоры шарошек изготавливаются: на подшипниках качения — В, одном подшипнике скольжения (остальные — подшипники качения) — Н, одном подшипнике скольжения с герметизацией уплотнительными кольцами и резервуарами для смазки — НУ, двух подшипниках скольжения и более с герметизацией — АУ.

Теоретически для каждой горной породы должно иметься долото, способное наиболее

эффективно ее разрушать. Однако невозможно иметь на вооружении столько типов долот, сколько существует разновидностей горных пород с различными физико-механическими свойствами. На практике применяют долота, обеспечивающие хорошую эффективность в определенной группе пород.

Для классов горных пород, приведенных ниже, в настоящее время рекомендуется применять следующие типы трехшарошечных долот:

- *Мягкие (М)*
- *Мягкие абразивные (МЗ)*
- *Мягкие с пропластами средней твердости (МС)*
- *Средней твердости (С)*
- *Абразивные средней твердости (СЗ)*
- *Средней твердости с пропластами твердых (СТ)*
- *Твердые (Т)*
- *Твердые абразивные (ТЗ)*
- *Твердые с пропластами крепких (ТК)*

В зависимости от способа бурения для различных долот выработаны на практике предпочтительные режимы их применения

Кроме *трехшарошечных* в практике бурения применяют *двухшарошечные* и *одношарошечные* долота. Двухшарошечные долота предназначены для бурения мягких и вязких пород с пропластками пород средней твердости. Отличительной особенностью двухшарошечных долот по сравнению с трехшарошечными одинаковых диаметров является увеличение размеров шарошек и более благоприятные условия для расположения промывочных отверстий. Двухшарошечные долота представляют собой неразборную конструкцию, состоящую из двух сваренных между собой секций (лап), на цапфах которых смонтированы свободно вращающиеся на опорах шарошки с зубьями для разрушения пород.

Двухшарошечные долота — гидромониторные с двумя боковыми каналами, в которые устанавливаются сменные насадки, направляющие струи бурового раствора на периферийную часть забоя скважины.

Одношарошечные долота применяются для бурения твердых пород, залегающих на большой глубине. Они состоят в основном из одной лапы, на цапфе которой свободно вращается на шариковых опорах сферическая шарошка, в тело которой запрессованы твердосплавные цилиндрические зубья (штыри) с полусферической или призматической рабочей поверхностью.

Контрольные вопросы:

- 1. Какими преимуществами обладают шарошечные долота в сравнении с лопастными?**
- 2. Перечислите наиболее используемые в практике бурения шарошечные долота.**
- 3. Что из себя представляет двухшарошечное долото?**
- 4. Какой тип шарошечных долот целесообразно применять при бурении твердых абразивных пород?**

5. Существуют ли одношарошечные долота?

Урок 9: Алмазные долота

План:

1. Алмазные долота. Классификация. Преимущества.

2. История альтернативных видов АБИ.

1. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА. КЛАССИФИКАЦИЯ. ПРЕИМУЩЕСТВА.

Алмазные долота предназначены для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин при прохождении песчаников, доломитов, известняков и других пород, в которых эффективность применения шарошечных долот резко снижается. Правильное применение алмазных долот обеспечивает:

- высокие рейсовые скорости бурения;
- сокращение числа спускоподъемных операций;
- экономию средств;
- снижение кривизны при проводке вертикальных скважин.

Алмазные долота, подобно лопастным, не имеют самостоятельно движущихся частей. Они состоят из фасонной алмазнесущей головки (матрицы), выполненной из порошкообразного твердосплавного материала, и стального корпуса с присоединительной замковой резьбой.

Алмазные долота изготавливаются диаметрами 91,4... 391,3 мм двух модификаций:

- *однослойные* с размещением зерен алмазов в поверхностном слое матрицы по определенным схемам; типы — радиальные ДР, ступенчатые ДТ и ступенчатые с шаровидными выступами ДК;
- *импрегнированные* (импрегнированным называется алмазное долото, в котором при изготовлении объемные алмазы перемешиваются с материалом матрицы — шихтой, обеспечивая тем самым равномерную насыщенность матрицы алмазами) с примерно равномерным распределением мелких зерен алмазов в объеме матричного материала; тип — с шаровидными выступами ДИ.

Алмазные долота при турбинном бурении по сравнению с роторным бурением дают более высокую механическую скорость при одинаковой величине проходки на долото. Бурение алмазными долотами может продолжаться без перерыва до 200...250 ч. Бурение алмазными долотами не разрешается в часто перемежающихся трещиноватых, кавернозных породах, сложенных различными окаменелостями и другими крепкими абразивными породами. Перед началом бурения алмазными долотами ствол скважины калибруется, а забой скважины очищается от металла.

Также алмазные долота и долота, армированные синтетическими поликристаллическими алмазными вставками, очень часто называют алмазным буровым инструментом (АБИ).

По мере углубления скважины на забое накапливается большое число металлических обломков в результате скола зубьев и выпадения элементов опор шарошечных долот. Часть металла, находящегося на забое, размельчается в процессе бурения и выносится

буровым раствором на поверхность, другая часть попадает в каверны и стенки скважины; этот металл в процессе бурения может снова попасть на забой. Металл на забое приводит к катастрофическому выкрашиванию алмазов.

Очистка забоя глубоких скважин от металлических предметов и крупных обломков породы может быть достигнута применением методов очистки ствола, разработанных ВНИИБТ:

1. Перед спуском алмазного долота последние два-три рейса необходимо проводить шарошечным долотом с одновременной очисткой скважины от металла и крупного шлама с помощью забойного шламоуловителя, установленного над долотом при роторном бурении и над турбобуром при турбинном бурении.
2. В случае необходимости дополнительной очистки скважины и калибровки ствола следует сделать специальный рейс забойного шламоуловителя. При турбинном бурении алмазным долотом для более интенсивного выноса разбуренной породы из призабойной зоны на валу турбобура устанавливается чехол-отражатель, изменяющий направление струи из ниппеля турбобура, и тем самым способствующий лучшему выносу выбуренной породы.

При разбурировании упругохрупких и упругопластичных пород при алмазном бурении происходит объемное разрушение скалыванием и сдвигом. Поэтому одним из условий при подборе рациональных параметров отработки долот является обеспечение усталостного и объемного разрушения породы на забое. Основными критериями при этом должны быть допустимая нагрузка на алмазы и критическая окружная скорость, определяемые соответственно прочностью алмазов, существующими нормами промывки забоя и твердостью пород.

Разрешается применение в бурении алмазных долот и бурильных головок только в тех случаях, когда их диаметр меньше диаметра ствола скважины. Минимальная разница этих диаметров должна соответствовать, мм:

- 1,6
- 2,4

Алмазное долото считается полностью отработанным при общей потере 40 % алмазов.

2. ИСТОРИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВИДОВ АБИ.

Успешное применение алмазных долот привело к созданию ряда конструкций твердосплавных долот, обеспечивающих аналогичный принцип разрушения горной породы. Украинским научно-исследовательским конструкторско-технологическим институтом синтетических сверхтвердых материалов и инструмента на базе сверхтвердого материала *славутича* созданы долота типа ИСМ для бурения скважин на нефть и газ. Производство и применение долот ИСМ, армированных вставками из славутича, было начато в 1967 г. Создано более 150 типоразмеров долот и другого, армированного материалом славутич, бурового породоразрушающего инструмента диаметром 91,4...391,3 мм.

Начиная с 1977 г. при бурении нефтяных и газовых скважин за рубежом началось широкое применение долот, получивших название *стратапакс* (торговая марка). Это долота, армированные синтетическими поликристаллическими алмазными вставками. У нас в стране такие породоразрушающие инструменты (долота коронки) названы долотами (коронками), оснащенными алмазотвердосплавными пластинами. Долота стратапакс предназначены для разбурирования мягких и средней твердости пород. При бурении долотами этого типа обеспечиваются большие механическая скорость проходки и

проходка на долото по сравнению с алмазными и трехшарошечными долотами при меньших энергетических затратах. Это обусловлено тем, что разрушение горных пород осуществляется путем резания, которое более эффективно, чем вдавливание (шарошечное долото) и истирание-измельчение (алмазное долото).

Основным режущим элементом долота является диск диаметром 13,3 или 13,5 мм, который представляет собой слой подвергнутых спеканию под большим давлением и при высокой температуре поликристаллических алмазов на подложке из карбида вольфрама. Толщина алмазного слоя составляет 0,635 мм при толщине диска 2,92 и 7,37 мм. Диски припаивают к державкам цилиндрической формы, которые вмонтированы в корпус долота, или державки впаивают в гнезда, выполненные в матрице долота. Тонкий алмазный слой состоит из многочисленных мелких кристаллов, расположенных хаотично, что обеспечивает высокую ударную прочность и износостойкость диска. Благодаря поликристаллической структуре алмазного слоя и отсутствию плоскостей спайности при износе дисков постоянно возобновляются острые кромки, которые эффективно срезают породу. За счет этого поддерживается высокая механическая скорость проходки в течение всего периода работы долота. Высокая износостойкость поликристаллических алмазов в сочетании с отсутствием движущихся элементов способствует длительной работе породоразрушающего инструмента на забое. Алмазные диски и карбидовольфрамовые подложки к ним за рубежом главным образом производятся фирмой «Дженерал Электрик» (США).

Контрольные вопросы:

- 1. Каковы преимущества алмазного долота по сравнению с шарошечным?**
- 2. Каким образом улучшается процесс бурения при правильном использовании алмазных долот?**
- 3. Опишите методы очистки ствола скважины.**
- 4. Какие альтернативные виды алмазных долот вы знаете?**
- 5. В каких случаях алмазное долото считается отработанным?**

Раздел 4: Бурильная колонна

Урок 10: Состав бурильной колонны

План:

1. Общие сведения
2. Конструкция, элементы бурильной колонны

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Бурильная колонна является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности. Она предназначена для подвода энергии (механической, гидравлической, электрической) к долоту, обеспечения подачи бурового раствора к забою, создания осевой нагрузки на долото, восприятия реактивного момента долота и забойного двигателя.

Основные элементы, составляющие бурильную колонну:

- ведущие трубы
- бурильные трубы
- бурильные замки
- переводники
- центраторы бурильной колонны
- утяжеленные бурильные трубы

2. КОНСТРУКЦИЯ. ЭЛЕМЕНТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Ведущие трубы предназначены для передачи вращения от ротора к бурильным трубам. Бурильные трубы составляют основную часть колонны. При роторном бурении колонна бурильных труб служит для передачи вращения долоту и подачи бурового раствора к забою скважины.

Бурильные замки соединяют между собой отдельные бурильные трубы. Переводники предназначены для соединения элементов бурильных колонн, имеющих разные размеры или разнотипные резьбы, а также присоединения подсобных и ловильных инструментов к бурильным трубам. *Центраторы* бурильной колонны служат для предупреждения искривления ствола скважины при бурении забойными двигателями. Утяжеленные бурильные трубы, устанавливаемые непосредственно над долотом или забойным двигателем, создают необходимую нагрузку на долото в заданных пределах.

Серийно выпускаются ведущие трубы с квадратным сечением следующих размеров:

- 65x65
- 80x80
- 112x112
- 140x140
- 150x150

Наряду с ведущими трубами устанавливаются: *верхний переводник* для соединения *ведущей трубы* с *вертлюгом* и *нижний переводник* для соединения *ведущей трубы* с *бурильной колонной*.

Бурильная свеча изготавливается размерами диаметром: 60, 73, 89, 114, 127, 140, 168. Длинной бурильные трубы в свече могут достигать до 6,8 и 11,5.

Диаметр бурильной трубы зависит от глубины скважины (от нагрузки оказываемой на неё).

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) предназначены для создания дополнительной осевой нагрузки.

Утяжеленные бурильные трубы выпускаются диаметрами: 73, 89, 108, 146, 178, 203, 219, 245.

Целесообразно применять при глубине скважины до 2500 метров в несложных геологических условиях.

Переходники предназначены для соединения бурильных труб с утяжеленными, а также породоразрушающего инструмента с утяжеленными бурильными трубами. Они имеют на обоих концах различную по диаметру резьбу.

Муфты – предназначены для соединения бурильных труб в свечи, имеют к концу внутреннюю резьбу. Вес одного метра бурильной трубы – это масса одного метра гладкой части бурильной трубы.

Контрольные вопросы:

- 1. Перечислите основные элементы, входящие в состав бурильной колонны.**
- 2. Каких размеров бывают ведущие трубы с квадратным сечением?**
- 3. Для чего предназначены утяжеленные бурильные трубы?**
- 4. В чем отличие между переводниками и переходниками?**
- 5. Для чего необходимо соединять бурильные трубы в свечи?**

Урок 11: Компановка низа бурильной колонны

План

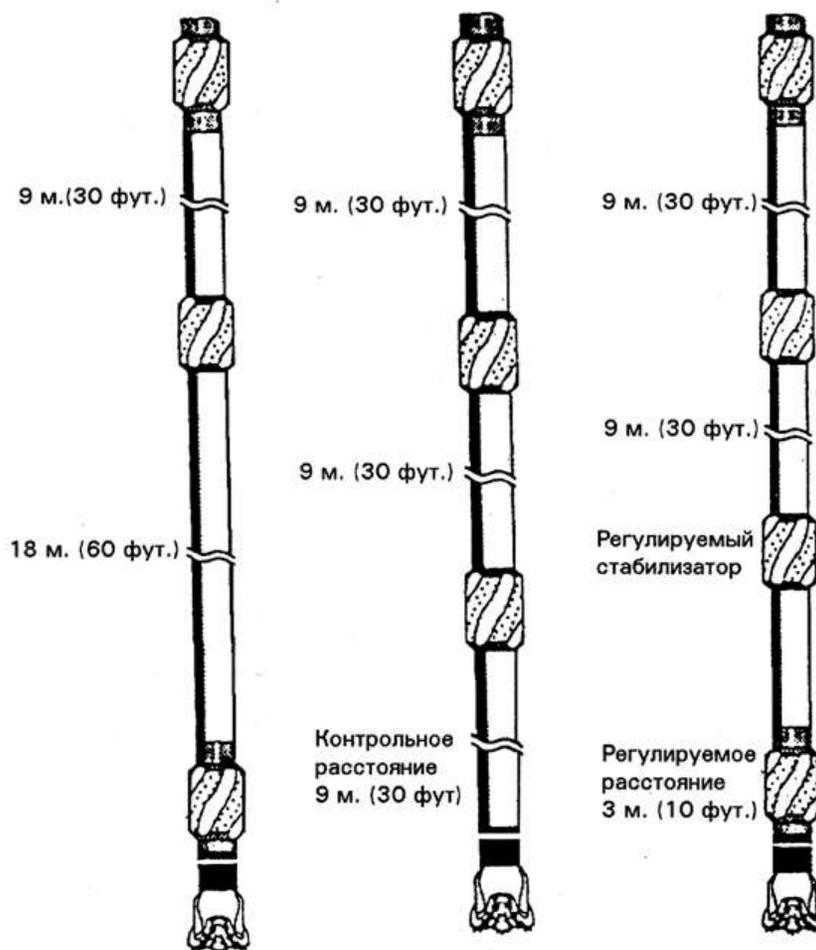
1. Общие сведения о компановке низа бурильной колонны.
2. Разновидности компановок низа бурильной колонны и их недостатки.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОМПАНОВКЕ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.

Компановка низа бурильной колонны (КНБК) - это собранные воедино долото, переводники (с осями различной направленности), утяжелённые - трубы, центраторы и бурильные трубы в количестве и ассортименте, необходимом для обеспечения проводки скважины определённой ориентации в пространстве.

Компановка низа бурильной колонны относится к буровой технике, а более конкретно к установкам для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Во время выбора конструкции компановки низа бурильной колонны для проработки скважины руководствуются следующим: при наличии только сужений, посадок и затяжек (не вызываемых наличием желобов) ствол скважины прорабатывают тем же инструментом, что и при бурении; при наличии желобов, искривлений ствола скважины и резких изменений азимута ствол прорабатывают инструментом с жесткой компановкой низа колонны.



Пример компоновки низа бурильной колонны рис 11.1

Для повышения эффективности бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин путем поддержания усилия на долото в любой момент времени и увеличение длины горизонтальных скважин устройство для создания нагрузки на долото содержит цилиндрический корпус с центральным каналом для прохода рабочей жидкости, на котором расположены две поршневые группы и устройство управления между ними. Каждая поршневая группа содержит подвижный цилиндр с захватами, выполненный с возможностью перемещения по цилиндрическому корпусу, в корпусе которого расположены неподвижный и подвижный поршни, установленные на цилиндрическом корпусе. Корпус каждого подвижного цилиндра соединен с захватом, который выполнен в виде лопасти, имеющей с внутренней стороны ролики, взаимодействующие с подвижным поршнем поршневой группы. Каждая из лопастей установлена на пружинах, шарнирно закрепленных с одной стороны на подвижном цилиндре, а с другой - на втулке с возможностью перемещения по цилиндрическому корпусу. Подвижный поршень со стороны захватов имеет клиновидные выступы, которые при перемещении взаимодействуют с роликами лопастей.

Устройство управления поршневыми группами содержит *клапан включения, обратный клапан и распределители*, управляющие положением захватов и подачей рабочей жидкости в полости подвижных цилиндров.

2. РАЗНОВИДНОСТИ КОМАНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ИХ НЕДОСТАТКИ.

Известна *компоновка низа бурильной колонны* для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, состоящая из колонны бурильных труб, долота, забойного двигателя и телескопического устройства, установленного между нижней трубой бурильной колонны и забойным двигателем. Конструкция телескопического устройства определяет нагрузку на долото в процессе бурения.

Однако известное техническое решение является конструктивно сложным и не позволяет осуществлять регулирование нагрузки на забой в процессе бурения.

Известна также *компоновка низа бурильной колонны* для бурения скважины винтовым забойным двигателем, состоящая из бурильной колонны, долота, винтового забойного двигателя и телескопической системы, установленной между нижней трубой бурильной колонны и двигателем.

Телескопическая система (устройство для создания нагрузки на долото) состоит из цилиндра, соединенного с бурильной колонной, и расположенного внутри нее поршня, соединенного с корпусом двигателя. В нижней части цилиндра выполнены отверстия, сообщающие внутреннюю полость цилиндра с затрубным пространством. На верхнем конце поршня установлено посадочное седло для размещения в нем стационарной или сбрасываемой насадки, выполняемой с хвостовиком под овершот. Известная компоновка позволяет осуществлять регулирование нагрузки на забой в процессе бурения.

Недостатком известного устройства является низкая эффективность бурения скважин из-за падения нагрузки на долото при сбросе давления и восстановления его только через определенный промежуток времени при последующей подаче трубы на определенную длину. Кроме того, управление компоновкой низа бурильной колонны осуществляется с поверхности, поэтому требуется много времени на обработку сигналов управления, а подача гибкой трубы с поверхности скважины создает трудности при проталкивании гибкой трубы, что ограничивает длину горизонтальных скважин.

Задачей предлагаемой полезной модели является повышение эффективности бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин путем поддержания усилия на долото в любой момент времени и увеличение длины горизонтальных скважин.

Поставленная задача достигается тем, что в компоновке низа бурильной колонны, содержащей гибкую трубу, соединенную с устройством для создания нагрузки на долото, винтовой забойный двигатель и долото, устройство для создания нагрузки на долото содержит цилиндрический корпус с центральным каналом для прохода рабочей жидкости, на котором крепятся две поршневые группы с устройством управления между ними. Каждая поршневая группа содержит подвижный цилиндр с захватами, выполненный с возможностью перемещения по цилиндрическому корпусу, при этом в корпусе подвижного цилиндра расположен поршень, жестко закрепленный на цилиндрическом корпусе и подвижный поршень, закрепленный на цилиндрическом корпусе и имеющий со стороны захватов клиновидные выступы.

Каждый захват выполнен в виде лопасти, с внутренней стороны которой установлены ролики, взаимодействующие с подвижным поршнем, при этом лопасть соединена с пружинами, шарнирно закрепленными с одной стороны на подвижном цилиндре, а с другой - на втулке с возможностью перемещения по цилиндрическому корпусу.

Устройство управления содержит клапан включения, обратный клапан и распределители, управляющие положением захватов и подачей рабочей жидкости в полости подвижных цилиндров.

Предлагаемое устройство обеспечивает поддержание постоянной осевой нагрузки на долото весь период времени и одновременно воздействует на гибкую трубу, затягивая ее в скважину и увеличивая длину горизонтальной скважины. Расположение устройства управления между двумя поршневыми группами сокращает время на обработку информации.

Контрольные вопросы:

- 1. Что такое КНБК?**
- 2. Назовите наиболее распространенную компоновку низа бурильной колонны для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.**
- 3. Что представляет собою телескопическая система?**
- 4. Какие элементы КНБК служат для центрирования всей колонны**
- 5. Элементы входящие в КНБК, служащие для предотвращения попадания пластовой жидкости в бурильную колонну?**

Урок 12: Эксплуатация бурильной колонны

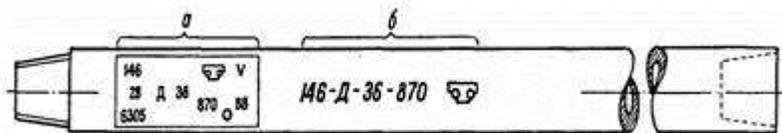
План:

1. Использование бурильной колонны.
2. Аварии в работе бурильной колонны.

1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Смонтированные новые бурильные трубы объединяют в комплекты, в составе которых они должны работать до полной амортизации. Комплекты состоят из труб, одинаковых как по диаметру и толщине стенок, так и по длине труб. В комплект включают трубы одной марки, изготовленные одним заводом, и замки одного типа, изготовленные также одним заводом.

Состав комплекта по числу бурильных труб и их длине не ограничивается. Каждому комплекту бурильных труб присваивается свой порядковый номер, а всем трубам, вошедшим в комплект, — свои порядковые номера внутри комплекта. Все трубы маркируются. Маркировка включает в себя: порядковый номер комплекта, показатель группы прочности стали, последнюю цифру года ввода трубы в комплект, номинальную толщину стенки в миллиметрах (для бурильных труб).



Пример маркировки бурильной трубы рис 12.1

Комплекты труб учитывают и обрабатывают самостоятельно. Перевод отдельных труб из одного комплекта в другой запрещается.

На каждый комплект бурильных и утяжеленных труб заводят *паспорт-журнал*, в котором учитываются все трубы данного комплекта. Паспорт составляют в одном экземпляре и хранят на трубной базе. Документ действует до списания всех труб комплекта в материал. В процессе работы труб в скважинах в паспорт-журнал вносят отметки о ремонте, авариях и списании отдельных труб, а также указывают номера скважин, в которых работал комплект, длину части комплекта, участвующего в проходке каждой скважины, время работы труб, проходку по скважинам и сумму начисленного износа.

Производительной работой бурильных труб, участвующих в бурении скважин, считается проходка в метрах, а для труб обильных комплектов — число скважин, в которых они работали. На трубы, участвующие в проходке скважин, начисляется условный износ в килограммах и рублях, определяемый исходя из количества пробуренных метров в данной скважине. Порядок начисления условного износа осуществляется в соответствии с Инструкцией по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб (Куйбышев, ВНИИТнефть, 1979). Нормы и расценки условного износа приведены в прейскуранте порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР) и справочнике укрупненных сметных норм (ЭСН).

При достижении суммы начисленного на комплект условного износа в рублях 70 % от первоначальной стоимости труб и 90 % от стоимости замков навинченных на трубы или приваренных к ним, начисление условного износа прекращается до полной отбраковки труб. Бурильные трубы списывают по фактическому их состоянию на основании результатов осмотра, дефектоскопии и инструментальных измерений.

Бурильные трубы, разбитые на комплекты и отмаркированные, доставляются на буровую. Буровая бригада, непосредственно эксплуатирующая трубы, замки и другие детали, тщательно проверяет качество труб, ведущие трубы и т.д., доставляемые в буровую, и соответствие их паспортным данным. Буровой мастер при доставке труб на скважину одновременно получает выписку из паспортов-журналов с отрывными талонами и извещениями о получении комплектов труб. Трубы, замки, соединительные муфты, имеющие наружные дефекты (плены, трещины, кривизну и т.д.), не подлежат приемке. Обнаруженные детали с износом, выходящим за пределы норм, бракуются и отправляются на трубную базу (допустимая сработка наружной поверхности бурильных замков по диаметру при равномерном износе для ЗН-80 не более 5 мм; ЗН-95 и ЗН-108 - 6 мм; ЗН-140 - 7 мм; ЗН-172 - 8 мм; ЗН-197 - 9 мм; ЗШ-108 — 8мм;ЗШ-118 — 9 мм; ЗШ-146— 10мм;ЗШ-178 — 11 мм; ЗШ-203 — 12 мм; ЗУ-155 — 7 мм; ЗУ-185 — 8 мм).

После того как комплекты бурильных труб завезены на буровую, осмотрены и приняты буровым мастером, буровая бригада укладывает их на мостки. Отсюда их берут в процессе бурения для сборки в свечи.

Затаскивая трубы в фонарь вышки или подавая свечи из-за пальца, следует предохранять резьбу ниппеля от ударов о ротор и другие металлические предметы. При свинчивании резьбы в процессе спуска колонны бурильных труб нельзя допускать ударов ниппеля наращиваемой трубы о резьбу муфты трубы, спущенной в скважину. Во избежание самоотвинчивания и разъединения замковой резьбы при бурении забойными гидравлическими двигателями все замковые соединения закрепляют машинными ключами.

При спуске труб в скважину следует не допускать резкого торможения колонны или посадки элеваторов на ротор с ударом, так как это приводит к возникновению больших динамических нагрузок и нередко к авариям. С целью равномерного износа замковой резьбы следует при подъеме свечей менять положение средних (неразъемных) замковых соединений с концевыми (разъемными). При любом способе бурения необходимо строго руководствоваться нормами осевых нагрузок на долото, указанными в гтн.

После окончания бурения скважины при разборке свечей надлежит все трубы в замковой резьбе развинтить. Также отвинчивают все имеющиеся в колонне переводники, в том числе и предохранительный на ведущей трубе. Разобранные трубы укладывают на мостики аккуратно рядами по комплектам и обильно смазывают резьбу. Нельзя сбрасывать трубы с мостков на землю, транспортировать волоком и т.д. Ответственность за правильную эксплуатацию всех элементов бурильной колонны лежит на буровом мастере, который не должен допускать нарушений технических правил обращения с инструментом.

2. АВАРИИ В РАБОТЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

В процессе бурения могут происходить аварии, связанные с поломкой элементов бурильной колонны. Наиболее слабое место в бурильной колонне — резьбовые и сварные соединения бурильных труб с замками, по которым чаще всего происходят поломки. Для выявления в теле труб и в их соединениях дефектов широко используются методы дефектоскопического контроля качества труб, позволяющие определять местоположение таких дефектов, как закаточные трещины, раковины, закаты, плены, усталостные трещины и т.д. Для проверки качества труб непосредственно на буровой применяется ряд конструкций дефектоскопической аппаратуры и установок.

Эксплуатация ЛЕТ имеет некоторые особенности. В случае недостаточной интенсивности заполнения бурильной колонны (при ее спуске) промывочной жидкостью устанавливается один или несколько перепускных клапанов. Запрещается применять кислотные (грязевые) ванны для освобождения прихваченного инструмента. Концентрация водородных ионов (рН) в промывочной жидкости должна быть не более 11. Конструкция подсвечника должна предотвращать образование внутри труб ледяных пробок (замерзание части стекающего раствора в концах труб). Нельзя производить наладку машинных ключей на теле ЛЕТ. Запрещается нанесение каких бы то ни было рисок или меток на тело труб (кроме предусмотренных маркировкой).

При проводке скважины с целью достижения равномерного износа всех замковых соединений после каждых очередных 20 спуско-подъемных операций следует менять месторасположение разъемных и неразъемных замковых соединений, строго соблюдая последовательность этой замены.

Для защиты ЛЕТ от износа обязательно применение резиновых колец-протекторов.

Контрольные вопросы:

1. Для чего заводится паспорт-журнал?
2. Что включает в себя маркировка бурильной трубы?
3. Какие работы необходимо произвести по окончанию процесса бурения?
4. Назовите наиболее слабые места в бурильной колонне.
5. Какие существуют меры по защите ЛЕТ от износа?

Урок 13: Буровые вышки

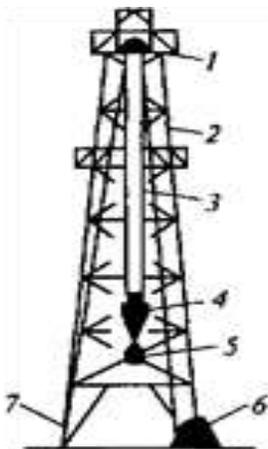
План:

1. Буровая вышка. Назначение. Виды.
2. Меры предосторожности при работе с буровыми вышками.

1.БУРОВАЯ ВЫШКА. НАЗНАЧЕНИЕ. ВИДЫ.

Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, удержания бурильной колонны на весу во время бурения, а также для размещения в ней талевого системы, бурильных труб и части оборудования, необходимого для осуществления процесса бурения. Буровые вышки различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции. Буровые вышки для буровых установок завода «Уралмаш» изготавливаются следующих типов:

- А-образные типа ВМ
- П-образные типа ВМП
- четырехопорные типа ВУ

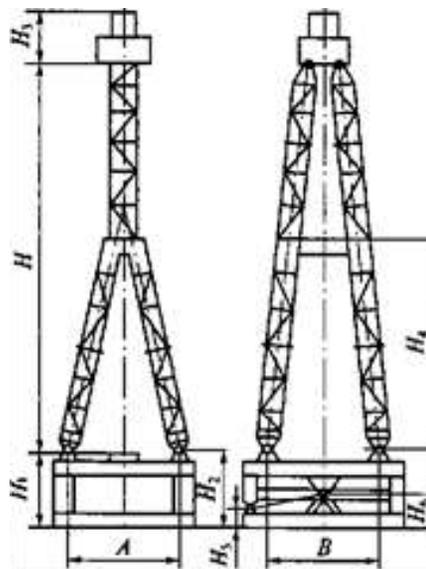


1 — кронблок; 2 — вышка; 3 — талевый канат; 4 — талевый блок; 5 — крюк; 6 — буровая лебедка; 7 — неподвижный конец талевого каната

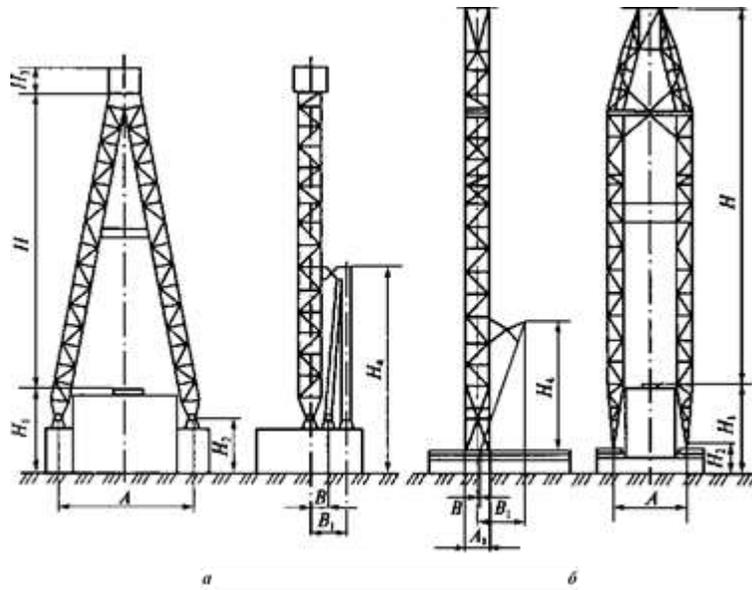
Буровая вышка рис 13.1

А-образные вышки применяются в буровых установках классов 3200/200 и 5000/320, П-образные — в буровых установках класса 5000/320. Четырехопорные мачтовые вышки используются в буровых установках 6500/400 и 8000/500

Подъем и опускание вышек осуществляются буровой лебедкой с помощью специальных устройств. Внутри одной ноги вышки имеются лестницы тоннельного типа до подкронблочной площадки, внутри второй — лестницы маршевого типа с переходными площадками (до платформы верхнего рабочего).



Четырехопорная мачтовая вышка рис 13.2



Буровые вышки мачтового типа: а – вышки А-образные; б – вышки П-образные; рис 13.3

2. МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ ПРИ РАБОТЕ С БУРОВЫМИ ВЫШКАМИ.

Любую конструкцию буровой вышки следует рассматривать с точки зрения техники безопасности, что прежде всего относится к основанию, балкону и лестницам.

Наиболее серьезной опасностью при работе на буровых вышках является частичное или полное их разрушение. Основная причина, приводящая к падению или разрушению вышек — недостаточный надзор за их состоянием в процессе длительной эксплуатации. По этим причинам были введены изменения в правилах безопасности, предусматривающие обязательные периодические проверки вышек, в том числе с полной разборкой и ревизией их деталей, а также испытания с нагружением вышек в собранном виде.

Кроме того, вышка должна подвергаться тщательному осмотру и проверке каждый раз до начала буровых работ, перед спуском обсадных колонн, освобождением прихваченной бурильной или обсадной колонны, при авариях и после сильных ветров (15 м/с для открытой местности, 21 м/с для лесной и таежной местности, а также когда вышка сооружена в котловане). Вышки мачтового типа монтируются в горизонтальном положении, а затем поднимаются в вертикальное положение при помощи специальных устройств. Транспортировка вышки осуществляется в собранном виде вместе с платформой верхового рабочего в горизонтальном положении на специальном транспортном устройстве. При этом талевая система не демонтируется вместе с вышкой. При невозможности из-за условий местности транспортирования вышки целиком она разбирается на секции и транспортируется частями универсальным транспортом.

В практике бурения кроме вышек мачтового типа продолжают использоваться вышки башенного типа, которые собираются методом сверху —вниз. Перед началом монтажа на вышечном основании монтируют подъемник. После окончания сборки вышки подъемник демонтируют.

Одновременно с монтажом буровой установки и установкой вышки ведут строительство привышечных сооружений. К ним относятся следующие сооружения:

1. Редукторный (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к вышке со стороны ее задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки.
2. Насосный сарай для размещения и укрытия буровых насосов и силового оборудования. Его строят либо в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, либо отдельно в стороне от вышки. Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резинотканями или полиэтиленовой пленкой. Использование некоторых буровых установок требует совмещения редукторного и насосного сараев.
3. Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных, обсадных и других труб и перемещения по нему оборудования, инструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бывают *горизонтальные* и *наклонные*. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки. Ширина приемных мостов до 1,5...2 м, длина до 18 м.
4. Система устройств для очистки промывочного раствора от выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов.
5. Ряд вспомогательных сооружений при бурении: на электроприводе — трансформаторные площадки, на двигателях внутреннего сгорания (ДВС) — площадки, на которых находятся емкости для горючесмазочных материалов и т. п.

6. Объекты соцкультбыта: столовая, вагоны-общежития и т.п.

Контрольные вопросы:

1. Зачем нужна буровая вышка?
2. Какие типы буровых вышек вы знаете?
3. Каким образом производится подъем и опускание буровых вышек?
4. Назовите основные причины, приводящие к разрушению буровых вышек.
5. Что такое редукторный сарай?

Раздел 5: Технология промывки скважины и буровые растворы.

Урок 14: Общие сведения. Назначение, способы.

План:

1. Общие сведения о промывке скважины.
2. Виды схем промывки.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫВКЕ СКВАЖИНЫ. ВИДЫ СХЕМ ПРОМЫВКИ.

Промывка скважины — циркуляция (непрерывная или периодическая) промывочного агента (газа, пены, воды, бурового раствора) при бурении с целью очистки забоя от выбуренной породы (шлама) и транспортирования её на поверхность или к шламособорникам, передачи энергии забойным двигателям, охлаждения и смазки породоразрушающего инструмента. При роторном бурении в мягких и средних породах за счёт действия промывочного агента (при скорости истечения жидкости 200-250 м/с) достигается также гидромониторное разрушение пород на забое.

2. ВИДЫ СХЕМ ПРОМЫВКИ

Различают *общую прямую, общую обратную, призабойную* (местную) и *комбинированную* схемы циркуляции.

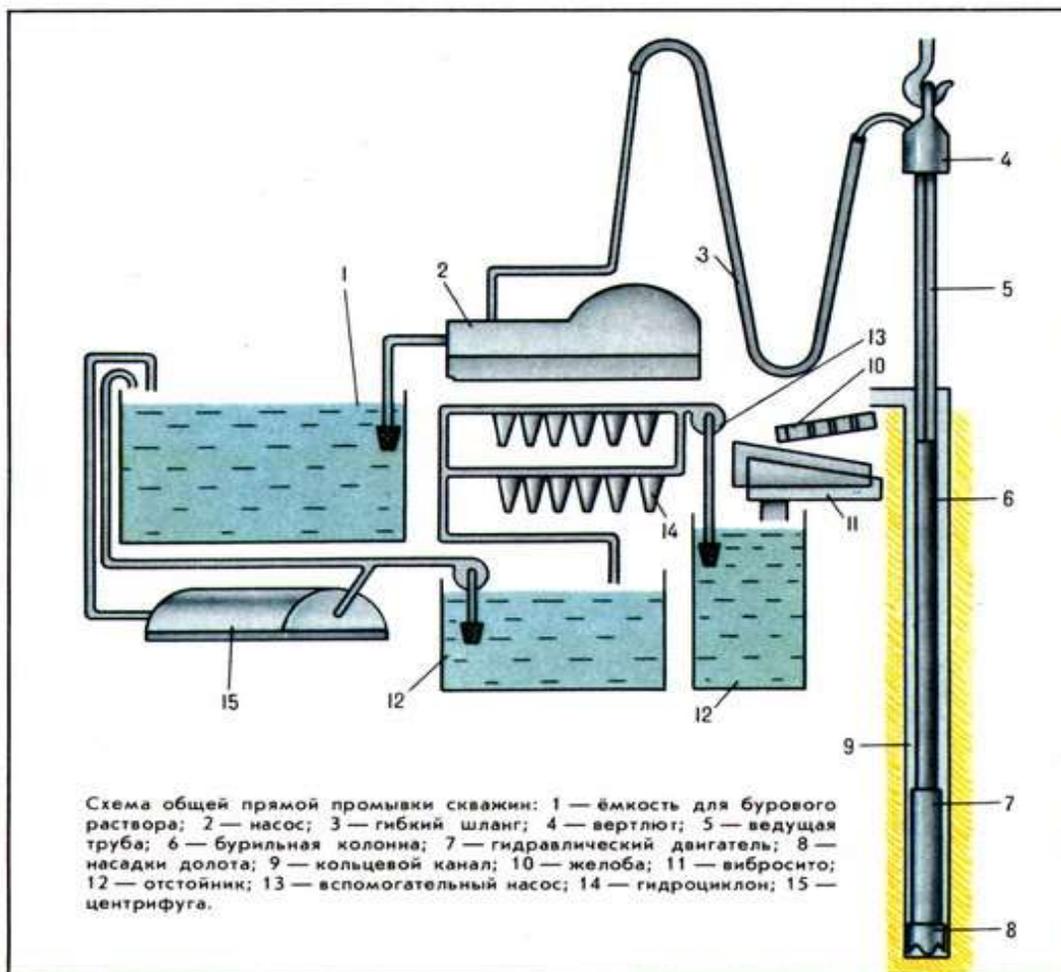


Схема общей прямой промывки скважин рис 14.1

При *общей прямой* циркуляции буровой раствор подаётся насосами из ёмкости через гибкий шланг, вертлюг и ведущую трубу в бурильную колонну; затем он проходит через гидравлический двигатель и насадки долота, очищает забой и транспортирует шлам вверх по кольцевому каналу между бурильной колонной и стенкой скважины (или обсадной трубы). На поверхности буровой раствор поступает в систему очистки, где последовательно проходит через желоба, вибросита, отстойники, вспомогательные насосы, гидроциклоны и центрифуги. При бурении в твёрдых непроницаемых породах, в верхних и средних интервалах разреза система очистки упрощается — используется меньшее количество очистных агрегатов.

Общая обратная циркуляция применяется в тех случаях, когда очистка забоя и транспортировка шлама невозможны из-за недостаточной мощности насосов, увеличенного диаметра скважины, а также при бурении шахтных стволов. При общей обратной циркуляции промывочный агент поступает на забой по кольцевому пространству между стенкой скважины (обсадной колонной) и бурильными трубами и обогатённый шламом возвращается по бурильным трубам на поверхность к очистным устройствам и насосу. Высокие скорости восходящего потока обеспечивают гидротранспорт керна и вынос тяжёлого шлама. При герметизированном устье циркуляция обеспечивается буровым насосом, нагнетающим промывочный агент в скважину. Основные недостатки общей обратной промывки скважин: невозможность использования забойных двигателей, забивание каналов породоразрушающим инструментом, необходимость герметизации устья скважины, возможность возникновения гидроразрыва пластов из-за высоких давлений. Для снижения недостатков в большинстве случаев для обратной циркуляции используется *эрлифт*. Для этого в бурильную колонну через трубы малого диаметра (воздушные трубы) по отдельной магистрали нагнетается сжатый воздух, который аэрирует буровой раствор в кольцевом пространстве между воздушной и бурильной трубами и подаёт его через пульпоотводящий тройник и сливной патрубков в отстойник и далее самотёком снова в скважину. В мелких, главным образом водозаборных, скважинах обратная циркуляция осуществляется с помощью вакуумного насоса. Обратная циркуляция по сравнению с прямой характеризуется более высокой скоростью восходящего потока, возможностью увеличения диаметра скважин при надёжной гидровыдаче крупнокусковой разрушенной породы, лучшей очисткой забоя, повышенным выходом керна и возможностью его непрерывной подачи на поверхность.

При наличии в геологическом разрезе сильно поглощающих пластов используется *призабойная* (местная) циркуляция. Циркуляция бурового раствора осуществляется с помощью погружного насоса с электрическим или механическим приводом, выбуренная порода скапливается в шламоуловителях, включённых в компоновку бурильной колонны.

Комбинированная циркуляция проводится по различным схемам. Для повышения выхода и качества керна используется энергия нагнетаемого с поверхности по колонне бурильных труб промывочного агента, создающего местную, как правило, обратную циркуляцию. При этом применяют пакерные, эжекторные и эрлифтные устройства, а также различные погружные насосы.

При *двойной* (совмещённой) *комбинированной* циркуляции, используемой при бурении шахтных стволов, буровой раствор подаётся в ствол скважины самотёком и одновременно

в бурильную колонну буровым насосом. При этом бурильная колонна имеет не менее 3 отдельных каналов, по одному из которых раствор подаётся за забой, по второму подаётся сжатый воздух для эрлифта, по третьему поднимается пульпа. Такая промывка обеспечивает качественную очистку забоя и хорошее охлаждение породоразрушающего инструмента. В схеме совмещённой циркуляции в качестве обратного канала может использоваться нижняя часть опережающей скважины малого диаметра, пробуренной на проектную глубину и сбитой у забоя со специальной эрлифтовой скважиной. Для расширения верхней части опережающей скважины применяют турбобуры, работу которых обеспечивает прямая циркуляция промывочного агента. Крупный шлам оседает в забое опережающей скважины, а остальной выносится через эрлифтную скважину. При значительном диаметре форшахты скорость восходящего потока прямой циркуляции в ней резко падает и крупные фракции породы, поднявшиеся с забоя опережающей скважины до форшахты, далее на поверхность подняться не могут. Для их подъёма в форшахте монтируется эрлифт, не совмещённый с колоннами бурильных и обсадных труб опережающей скважины.

При промывке скважин возможны потери промывочного агента за счёт частичного или полного поглощения пластами. Иногда при внезапном вскрытии крупных трещин или каверн наблюдаются катастрофические потери бурового раствора, что обычно заканчивается аварией. Процесс промывки скважин также нарушается при интенсивном поступлении в скважину пластовых вод и при газовых выбросах.

Управление процессом промывки скважин при заданных конструкциях скважины и определённых геолого-технических условиях осуществляется изменением свойств промывочного агента и режима его циркуляции. В общем случае регулируемые параметрами, определяющими выбор оборудования, служат плотность и реологические свойства промывочного агента; расход и подача насосов, определяющих скорость восходящего потока; гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте и турбобуре; дифференциальное давление на забое и т.п.

Контрольные вопросы:

- 1. Каким образом производится очистка забоя от выбуренного шлама?**
- 2. Какие виды схем промывки вы знаете?**
- 3. В каких случаях целесообразно применять комбинированный метод схемы промывки?**
- 4. Что такое Эрлифт?**
- 5. Перечислите элементы, входящие в состав схемы общей прямой промывки скважин.**

Урок 15: Виды промывочных жидкостей.

Промывочная жидкость — сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Использование буровых растворов для бурения скважин предложено впервые в 1833 году французским инженером Фловилем, который, наблюдая операцию канатного бурения, при которой аппарат бурения наткнулся на воду, заметил, что фонтанирующая вода очень эффективно удаляет буровой шлам из скважины. Он изобрел аппарат, в котором предполагалось закачивать воду под буровую штангу, откуда буровой шлам вымывался водой на поверхность между буровой штангой и стволом скважины. Принцип остался неизменным до сих пор.

В настоящее время различают следующие типы промывочной жидкости:

1. *Техническая вода* (пресная, морская, рассолы) применяется при бурении в устойчивых породах.
2. *Глинистые растворы* применяются в трещиноватых, рыхлых сыпучих, плавучих и других слабоустойчивых породах для предотвращения обвалов, а также в трещиноватых скальных породах для борьбы с потерей циркуляции. Кроме того, при бурении в особо сложных и специфических условиях применяют более сложные растворы с специальными добавками:
 - 1) Для приготовления легких химически аэрированных буровых растворов применяют глинопорошки, поверхностно-активные вещества (0,1—0,2%), реагенты-структурообразователи (каустическая сода 0,1—0,2%) или кальцинированная сода (0,5—2,5%).
 - 2) *Утяжеленные глинистые растворы* применяются при вскрытии пластов с большим пластовым давлением для предупреждения выбросов из устья скважины фонтанной воды, нефти или газа. Для изготовления утяжеленного глинистого раствора к нему добавляют инертный порошкообразный материал — утяжелитель, изготовленный из тяжелых минералов: - барита (BaSO_4); гематита (Fe_2O_3) и др. После задавливания фонтана под действием гидростатического давления утяжеленного раствора, над устьем скважины устанавливают противовыбросную арматуру, промывают скважину облегченным аэрированным глинистым раствором или технической водой, удаляют утяжеленный раствор и фонтанирование скважины восстанавливается.
3. *Эмульсионные буровые растворы*. Эмульсией называется система, состоящая из двух (или нескольких) взаимно нерастворимых жидких фаз, одна из которых диспергирована в другой. Различают два типа эмульсии. Эмульсии первого рода — «масло в воде» (М/В), когда масло в водной среде находится в виде мельчайших шариков. Эмульсии второго рода, называемые инвертными или обратными, — «вода в масле» (В/М), когда вода в виде мельчайших шариков распределена в масле. Для придания эмульсии устойчивости применяют специальные реагенты — эмульгаторы. Эмульсионные растворы первого рода нашли широкое применение при алмазном высокоскоростном бурении с целью гашения вибрации и снижения мощности на вращение бурильной колонны.

4. *Растворы на нефтяной основе* (РНО), применяют для вскрытия нефтяных и газовых пластов для сохранения их естественной проницаемости. Эти растворы сложны по своему составу, более дорогие, чем буровые растворы на водной основе.
5. *Термостойкие* промывочные жидкости предназначены для бурения глубоких скважин с высокими забойными температурами (до 200 градусов). Их получают путем обработки обычных промывочных жидкостей термостойкими реагентами (хроматы) и др.

Контрольные вопросы:

1. Дайте определение промывочной жидкости.
2. В каком году было впервые предложено использование промывочной жидкости?
3. Какие типы бурового раствора вы знаете?
4. Для чего применяются утяжеленные глинистые растворы?
5. В каких случаях применяются термостойкие промывочные жидкости?

Урок 16: Выбор типа бурового раствора.

1. Требования к буровым растворам.
2. Выбор типа бурового раствора.

1. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ.

При проектировании технологического процесса бурения колонковых, разведочных и эксплуатационных скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые особое внимание уделяется, определению состава и свойств буровых растворов (промывочных жидкостей) и газообразных агентов, находящихся в непрерывной и принудительной циркуляции.

В связи с многообразием горно-геологических условий бурения скважин такие требования предъявляются к *промывочной жидкости* как:

- укрепление стенок скважины в рыхлых, неустойчивых породах;
- уравнивание высоких пластовых давлений путем обеспечения соответствующего гидростатического давления;
- закупоривание трещин и зон с низкими пластовыми давлениями;
- предотвращение растворимости и набухания разбурываемых пород;
- обеспечение хорошего выхода керна в рыхлых, слабосцементированных породах;
- удержание шлама во взвешенном состоянии в стволе скважины при прекращении циркуляции

Большинство вышеприведенных пунктов не могут быть удовлетворены какой-либо одной универсальной промывочной средой, поэтому в практике бурения скважин применяются различные виды *циркулирующих агентов*.

Тип и параметры циркулирующих агентов выбираются с учетом:

- ожидаемых геологических и гидрогеологических условий залегания пород, их литологического и химического составов;
- устойчивости пород под воздействием фильтрата бурового раствора;
- наличия проницаемых пластов, их мощности и пластовых давлений;
- давлений гидравлического разрыва;
- с учетом накопленного опыта в аналогичных условиях, а также наличия сырья для приготовления бурового раствора

В зависимости от перечисленных условий и глубины скважины циркулирующий агент иногда приходится выбирать не только для каждого района, участка или отдельно взятой скважины, но и для бурения различных интервалов в одной скважине.

Тип и свойства циркулирующей среды в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качество вскрытия продуктивных горизонтов.

2. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА.

При выборе *газообразного агента* необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

При разбурировании цементированных песчаников, доломитов, известняков и других устойчивых пород не предъявляют специфические требования к выбору типа циркулирующего агента. Для этих целей наибольший экономический эффект будут давать такие агенты как техническая вода, пены, аэрированные жидкости и воздух. Особую сложность представляет выбор типа циркулирующего агента для разбурирования глинистых и хемогенных пород. Если в разрезе скважины глинистые породы представлены в небольшом количестве или отсутствуют, то требования к буровым растворам предъявляются в зависимости от их влияния на коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Если мощность глинистых пород составляет десятки и сотни метров, то к буровому раствору выдвигается еще и требование сохранения устойчивости стенок скважины.

Наибольшую сложность представляют интервалы сложенные чередующимися хемогенными, терригенными и гипсоангидритовыми породами. Здесь необходим научно обоснованный выбор типа бурового раствора, сохраняющего устойчивость стенок скважины.

При выборе типа циркулирующего агента для бурения скважин с горизонтальными стволами следует учитывать наличие в разрезе скважины осыпавшихся глинистых сланцев, стоимостные показатели, забойные температуры и давления, требования защиты окружающей среды. Наиболее подходящими считаются растворы на углеводородной основе, стабильные по составу и обладающие хорошими смазывающими свойствами.

При выборе бурового раствора следует руководствоваться следующими правилами:

- Плотность бурового раствора – ρ б.р
- Вязкость бурового раствора – T_{500}
- Статическое напряжение сдвига - CNC
- Фильтрация бурового раствора - Φ_{30}

Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 1 -2%. При $pH > 7$ существенно интенсифицируется коррозия стальных труб, а при $pH > 10$ - труб из дюраля.

При турбинном бурении к качеству бурового раствора предъявляются дополнительные требования:

- максимальное снижение вязкости, что улучшает работу забойных двигателей, уменьшает гидродинамическое давление на пласты при спускоподъемных операциях (выполняя при этом основную функцию - сохранение устойчивости ствола);

- очистка от выбуренной породы и дегазация выходящего из скважины бурового раствора должны быть совершенными;
- максимально возможное равенство давления на забой столба раствора и пластового давления.

Таким образом, при выборе основных параметров раствора ($\rho_{б.р.}$, T_{500} , $СНС$ и Φ_{30}) стремятся приблизить их к минимально допустимому пределу, при котором еще можно вести процесс бурения без заметных осложнений.

Значение водородного показателя рН определяется типом промывочной жидкости, видом химического реагента, используемого для регулирования параметров бурового раствора, характером и интенсивностью взаимодействия фильтрата промывочной жидкости с породами и флюидами продуктивных пластов и неустойчивыми породами в стенках скважины. При выборе значения рН необходимо учитывать возможность изменения интенсивности коррозии бурового оборудования и инструмента. При этом требования к щелочности промывочной жидкости противоположны для работы бурильных труб, изготовленных из стали и легкосплавных материалов.

Лучшие тиксотропные свойства раствора наблюдаются при $pH=7\div 10$, минимальная стабильность - при $pH=2,7\div 4,0$, наиболее высокая стабильность - $pH= 10,5\div 11,5$, минимальная вязкость - при $pH=8,5$, минимальная коррозия стальных бурильных труб - при $pH>7,0$ а минимальная коррозия бурильных труб из алюминиевых сплавов - при $pH<10$. Исходя из этого, оптимальным значением следует считать $pH=8,0\div 8,5$.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие требования предъявляются к промывочной жидкости?**
- 2. Возможно ли использование одного вида бурового раствора на протяжении всего процесса бурения?**
- 3. Какими правилами следует руководствоваться при выборе бурового раствора?**
- 4. Какие требования предъявляются к буровому раствору при турбинном бурении?**
- 5. Каким образом определяется значение водородного показателя?**

Урок 17: Параметры промывочных жидкостей.

Параметры промывочной жидкости определяются в первую очередь необходимостью создания гидростатического давления в стволе скважины, препятствующего проявлению пластового и перового давления геологических формаций. Кроме того, состав и свойства промывочной жидкости должны способствовать предупреждению обвалов и осыпей пород, слагающих разрез скважины, обеспечивать создание минимальной зоны проникновения фильтрата в продуктивные пласты и своими реологическими свойствами способствовать максимальной реализации технических характеристик забойных двигателей и наземного оборудования, качественной промывки ствола скважины и выносу шлама.

Изменение *параметров промывочной жидкости* в процессе бурения каждой скважины тщательно контролируется. С этой целью организуется переносная лаборатория с комплектом необходимых приборов на каждой скважине либо стационарная лаборатория на предприятии, либо передвижная лаборатория на автомашине. Все замеры регистрируются в специальных журналах как непосредственно на буровых, так и в стационарной лаборатории.

Контроль за параметрами промывочной жидкости (расход, давление, вязкость, плотность) необходимо осуществлять в процессе бурения. Качество промывочной жидкости характеризуется также ее водоотдачей, статическим напряжением сдвига и др. Эти параметры определяют в лабораторных условиях периодически.

Для контроля за параметрами бурового раствора существует буровой комплект раствора БКР, в состав которого входят: ареометр, вискозиметр, термометр и секундомер.

Для полного контроля всех параметров бурового раствора служит комплект лаборанта КЛР-1 - комплект средств информационной системы службы буровых растворов и предназначенный для проверки данных, полученных замерщиком или помощником бурильщика с помощью бурового комплекта БКР-1.

Значительная часть осложнений при бурении второго ствола происходит в результате несоответствия свойств промывочной жидкости геологическим условиям проводки скважин. Обычно на борьбу с осложнениями затрачивается больше средств и времени, чем на профилактические мероприятия по их предупреждению.

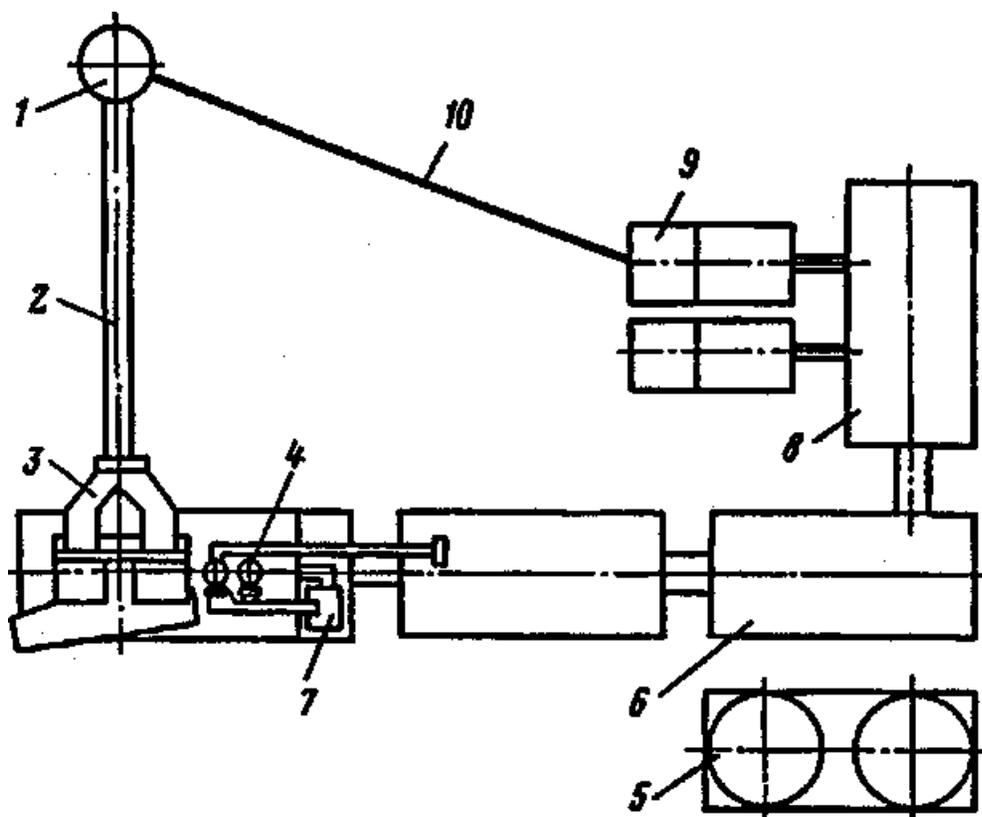
Контрольные вопросы:

- 1. Каким образом характеризуется качество промывочной жидкости?**
- 2. Что входит в буровой комплект для контроля за параметрами промывочной жидкости?**
- 3. Каким образом неправильный выбор типа бурового раствора влияет на процесс бурения?**
- 4. Каким образом буровики пытаются предотвратить возникновение осложнения?**
- 5. Какой прибор служит для определения статического напряжения сдвига?**

Урок 18: Способы очистки буровых растворов.

Готовый буровой раствор через напорный рукав, присоединенный к неподвижной части вертлюга, закачивается в бурильную колонну буровыми насосами. Пройдя по бурильным трубам вниз, он с большой скоростью проходит через отверстия в долоте к забою скважины, захватывает частички породы, а затем поднимается между стенками скважины и бурильными трубами. Отказываться от его повторного использования экономически нецелесообразно, а использовать без очистки вновь нельзя, т.к. в противном случае происходит интенсивный абразивный износ оборудования и бурильного инструмента, снижается удерживающая способность бурового раствора, уменьшаются возможности выноса новых крупных обломков породы.

Через систему очистки необходимо пропускать и вновь приготовленные глинистые растворы, т.к. в них могут быть комочки нераспутившейся глины, непрореагировавших химических реагентов и других материалов.



Циркуляционная система бурового раствора (рис 18.1):

- 1 - устье скважины; 2 - желоб; 3 - вибросито; 4 - гидроциклон;
5 - блок приготовления бурового раствора; 6 - ёмкость; 7 - шламонасос;
8 - приёмная ёмкость; 9 - буровой насос; 10 - нагнетательный трубопровод.

Очистка промывочной жидкости осуществляется как за счет естественного выпадания частиц породы в желобах и емкостях, так и принудительно в механических устройствах (виброситах, гидроциклонах и т.п.). Использованный буровой раствор (рис. 18) из устья скважины 1 через систему желобов 2 поступает на расположенную наклонно и

вибрирующую сетку вибросита 3. При этом жидкая часть раствора свободно проходит через ячейки сетки, а частицы шлама удерживаются на стенке и под воздействием вибрации скатываются под уклон. Для дальнейшей очистки буровой раствор с помощью шламового насоса 7 прокачивается через гидроциклоны 4, в которых удаётся отделить частицы породы размером до 10...20 мкм. Окончательная очистка раствора от мельчайших взвешенных частиц породы производится в емкости 6 с помощью химических реагентов, под действием которых очень мелкие частицы как бы слипаются, после чего выпадают в осадок.

При отстаивании в емкостях 6 и 8 одновременно происходит выделение растворенных газов из раствора.

Очищенный буровой раствор насосом 9 по нагнетательному трубопроводу 10 вновь подается в скважину. По мере необходимости в систему вводится дополнительное количество свежеприготовленного раствора из блока 5.

Контрольные вопросы:

- 1. Для чего необходимо производить очистку бурового раствора?**
- 2. Опишите элементы, входящие в состав циркуляционной системы.**
- 3. Что может произойти при отказе компании от очистки буровых растворов?**
- 4. Как происходит окончательная очистка бурового раствора?**
- 5. Какой элемент очистной системы, служит для отделения бурового раствора от газа?**

Раздел 6: Крепление скважин.

Урок 18: Общие положения. Конструкция скважины, название колонн и назначение.

План:

- 1. Общие сведения о креплении.**
- 2. Разработка конструкции скважины.**
- 3. Компановка обсадной колонны**

Крепление скважины предназначено для: закрепления стенок скважины в интервалах неустойчивых пород, изоляции зон катастрофического поглощения, разделения интервалов с несовместимыми условиями бурения. Образование надежного канала в скважине для транспортировки нефтегаза в скважину, либо закачивание жидкости в пласт. Разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов, создание надежного основания для закрепления устьевого оборудования. Различают следующие виды обсадных колонн (по назначению и глубине) :

- 1) Направляющая – для отвода бурового раствора в циркуляционную систему. Обычно спускается на глубину 3-5 метров.
- 2) Кондуктор – предназначен для установки на нем противовыбросового оборудования (от 50-300 метров)
- 3) Промежуточная колонна – спускается в случае необходимости на различную глубину.
- 4) Эксплуатационная колонна – предназначена для создания канала. В продуктивном пласте оборудуется фильтром или перфорируется.
- 5) Потайная колонна (хвостовик) – служит для перекрытия некоторых интервалов в стволе скважины. Верхний конец хвостовика не выходит наружу, а размещается в предыдущей колонне.
- 6) При морском бурении применяют подвесную водоизолирующую колонну, которая устанавливается от буровой платформы до дна акватории и предназначена для предотвращения попадания морской воды в скважину, подъема промывочной жидкости, а также для направления бурильной колонны во время ее спуска.

1. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины зависит от геологического задания и проектирование ее решает две основные задачи: 1) количество обсадных колонн и 2) глубина их спуска. Основными факторами являются дебит скважины, от которого зависит выбор диаметра эксплуатационной колонны. Геологический разрез исходя из которого можно определить количество и глубину спуска. Еще одним немаловажным фактором является опыт бурения аналогичных скважин на данном участке. В некоторых случаях, когда район недостаточно изучен – оставляют место для промежуточной колонны. Обсадные колонны нужно спускать на устойчивые монолитные слабопроницаемые породы во избежание размыва и проседания колонны.

2. КОМПАНОВКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементировании в состав колонны вводят дополнительные элементы:

Башмак навинчивают на низ обсадной колонны и закрепляют сварной, он служит для предохранения нижнего конца обсадной колонны от смятия и для направления по стволу скважины в процессе спуска. Башмак может представлять из себя толстостенную трубу, соответствующего диаметра, которая может иметь направляющую пробку конусообразной или сферической формы для облегчения спуска обсадной колонны в искривленных участках скважины. Оборудование, через которое в башмаке проделывают отверстие, через которое цемент закачивается в затрубное пространство.

Обратный клапан устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну две трубы выше башмака. Предназначен для предотвращения поступления жидкости внутрь обсадной колонны, хотя клапаны могут быть различной конструкции.

Упорное кольцо – устанавливают в обсадной колонне на 20-30 метров выше башмака. Предназначен для задерживания цементных пробок.

Заливочная муфта – часть обсадной колонны, применяемая при ступенчатом цементировании – позволяет открыть в нужный момент канал для поступления цементного раствора в затрубное пространство.

Трубный пакер – вводят в оснащение обсадной колонны для создания изоляции отдельных интервалов.

Центраторы (фонари) устанавливают на обсадной колонне для поддержания соосности ствола скважины и обсадной колонны, а также для создания благоприятных условий и равномерного распределения цементного раствора в затрубном пространстве. Помимо этого, центраторы снижают силу трения при спуске обсадной колонны.

Скребки – устанавливают на обсадной колонне для удаления глинистой корки со стенок скважины и повышения надежности сцепления цементного камня со стенок скважины.

Контрольные вопросы:

1. Для чего предназначено крепление скважины?
2. Перечислите виды обсадных колонн.
3. От чего зависит конструкция скважины?
4. Что такое скребки?
5. Зачем нужно устанавливать башмак?

Урок 19: Проектирование конструкции скважины.

Одним из важнейших технико-технологических решений является выбор конструкции (проектирование) скважины.

Проектирование конструкции скважины на основе анализа геологических условий и ее целевого назначения включает в себя определение конечного диаметра бурения, диаметров скважины на каждом из интервалов, их длины, а также диаметра длины, глубины посадки, способа заделки башмака обсадных колонн, участков тампонирувания, цементации зон осложнений, что является первым шагом в проектировании технологии бурения, поскольку определяет все последующие элементы технологии.

Конструкция скважины определяется целевым назначением буровых работ, геологическим заданием, видом полезного ископаемого, сложностью горно-геологических условий залегания полезного ископаемого, способом бурения.

Рациональная конструкция должна иметь следующие характеристики:

- конечный диаметр является минимально возможным с учетом получения достоверной геологической информации по керну различных полезных ископаемых, проведения скважинных исследований и применения соответствующих технических средств (пробоотборников, геофизических зондов, оборудования для проведения опытных откачек воды);
- минимальное количество обсадных колонн и минимальные глубины их спуска в соответствии с возможными геолого-техническими осложнениями, включая потерю промывочной жидкости, интервалы неустойчивых горных пород и т.д.;
- типоразмеры породоразрушающего инструмента, бурильных, колонковых и обсадных труб соответствуют рациональным соотношениям между ними при данном способе бурения.

Производственный опыт и проведенные исследования показали, что наилучшие результаты бурения обеспечиваются малыми диаметрами породоразрушающего инструмента (46 - 59 мм). Однако не всегда скважины такого диаметра позволяют выполнить геологическую задачу. Прежде всего, это связано с необходимостью получения керновых проб, геометрический эквивалент которых (минимальный размер, позволяющий получить достоверные среднестатистические характеристики оруденения) в поперечном направлении был бы не меньше диаметра керна. В табл. 19.1 приведены минимально допустимые диаметры керна при разведке различных видов полезных ископаемых.

Промышленные типы руд	Допустимые диаметры керна, мм			Диаметр скважины, мм
	по формально-статистическим показателям	по данным мировой практики	рекомендуемые	
Магматические месторождения				
Хромитовые	22	20,6	22	36
Титаномагнетитовые	14-22	38	32	46
Медно-никелевые	32-42	22-32	32-42	46-59
Редкометалльные	32	32	32	59-76
Пегматитовые месторождения				
Редкометалльные	42-60	28,6-41,3	42-60	59-76
Скарновые месторождения				
Железные	14-22	28,6	32	46
Молибденвольфрамовые	32-60	60	32-60	46-76
Медные	32	28,6	32	46
Полиметаллические	32	28,6	32	46
Гидротермальные месторождения				
Колчеданные	14-32	22,2	32	46
Медистые песчаники	22	28,6	22	36
Вольфрам-молибденовые	32-42	28,6-54	32-60	46-76
Оловянные	32-42	23,8-33,3	32-42	46-59
Золотоносные	32-60	19,0-28,3	22-32	36-46
Осадочные месторождения				
Силикатно-никелевые	-	-	22-42	36-59
Бокситы	32-42	28,6	22-42	46-59
Метаморфогенные месторождения				
Железистые кварциты	32-42	20,6	32	46
Золотоносные конгломераты	-	31,4	32	46

Минимально допустимые диаметры керна и скважин табл. 19.1

Помимо этого, необходимо учитывать возможность применения геофизической и другой скважинной аппаратуры. При этом имеет значение не только диаметр скважины, но и характер покрытия стенок скважины: металлическое экранирование стенок обсадными трубами, наличие цементного кольца или глинистой корки. Диаметры геофизических зондов, как правило, составляют 30-40 мм, а керногазонаборников - 73-89 мм.

Типоразмеры устройств для отбора ориентированного керна и снаряды направленного бурения - в пределах 59 мм. Аппаратура визуального обзора стенок скважин (скважинные фотокамеры) предназначена для использования в скважинах диаметром 76-93 мм.

Минимальные размеры временных пакеров и устройств для гидрогеологических исследований скважин составляют 73 мм.

Минимально допустимые диаметры скважин в зависимости от габаритных размеров применяемой аппаратуры приведены в табл. 19.2.

Виды исследований	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	Номинальный диаметр скважины, мм
Радиометрические (ГК, ГГК, ННК, НГК и др.)	28–60	36–76
Магнитометрия	36–40	46
Термокаротаж	36	46
Резистивиметрия	60	76
Инклинометрия	28–70	36–76
Кавернометрия	60–70	76
Радиопросвечивание	36–48	46–59
Амплитудно-фазовые измерения	36–48	46–59
Кернометрия	57–73	59–76

Минимально допустимые диаметры скважин скважин в зависимости от габаритных размеров применяемой аппаратуры табл 19.2

Возможность применения того или иного скважинного прибора в условиях металлического и безметаллического крепления стенок определяется принципами работы прибора и регламентируется его паспортными характеристиками.

Контрольные вопросы:

1. Чему равен диаметр геофизического зонда?
2. В каких случаях достигаются наилучшие результаты бурения?
3. Какими характеристиками должна обладать рациональная конструкция?
4. Каким образом производится выбор конструкции скважины?
5. Как определяется возможность применения скважинного прибора в условиях металлического крепления стенок?

Урок 20: Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн.

План:

1. Оборудование низа обсадной колонны. Типы пробок.
2. Турбулизаторы. Кольца. Центрирующие фонари. Принцип действия.

1. ОБОРУДОВАНИЕ НИЗА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ. ТИПЫ ПРОБОК.

В конструкцию низа обсадных колонн входят: *башмачная направляющая пробка*, *башмак* или *короткий патрубок* с боковыми отверстиями, *обратные клапаны*, *упорное кольцо*, *кольца жесткости* и *турбулизаторы*. Для эксплуатационных и промежуточных колонн в комплект оборудования их низа включаются также *центрирующие фонари* и *скребки*.

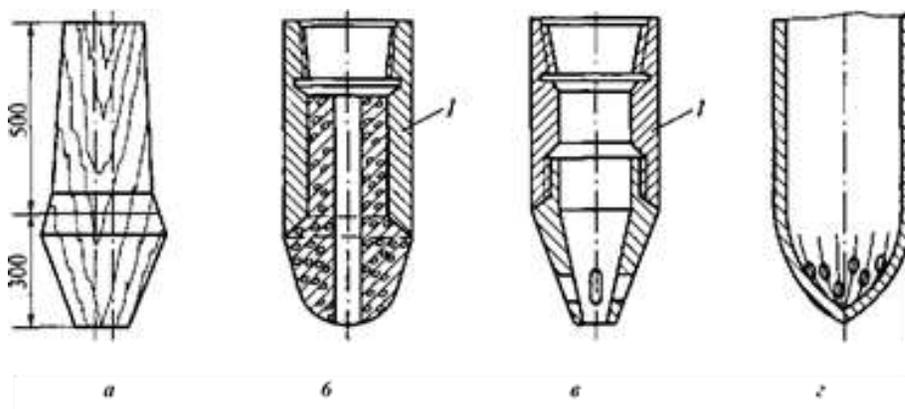
Башмачная направляющая пробка крепится к башмаку обсадной колонны и служит направлением при ее спуске. При отсутствии направляющей пробки башмак колонны срезает со стенок скважины глинистую корку и породу. В результате сильно загрязняется ствол скважины, закупоривается нижняя часть колонны, и последнюю нередко приходится поднимать из скважины из-за образования патронных сальников или невозможности продавить промывочную жидкость.

Применяют несколько типов направляющих пробок:

- деревянные,
- бетонные
- чугунные (рис. 20.1)

Деревянные пробки бывают двух видов: крестообразные, изготавливаемые из 8;10 см сосновых досок на гвоздях; точеные — из дерева крепких пород (дуба, ясеня и др.). Деревянные пробки плотно загоняют в башмак колонны и замачивают для более прочного соединения с ним.

Крестообразные пробки из-за недостаточной прочности и ряда конструктивных недостатков можно применять только при спуске кондукторов диаметром 377 мм и выше на небольшую глубину.



Баумачные направляющие пробки: а – деревянная, б – бетонная, в – чугунная, г – стальная “Паук”. Рис 20.1

Бетонные пробки отливают в специальной форме, смесь прочно прихватывается к башмаку. Такие пробки легко разбуриваются.

Широкое применение нашли *чугунные пробки*. Они имеют одно центральное и два боковых отверстия. В башмаке они крепятся на резьбе. Чугунные пробки обладают высокой механической прочностью и в то же время сравнительно легко разбуриваются.

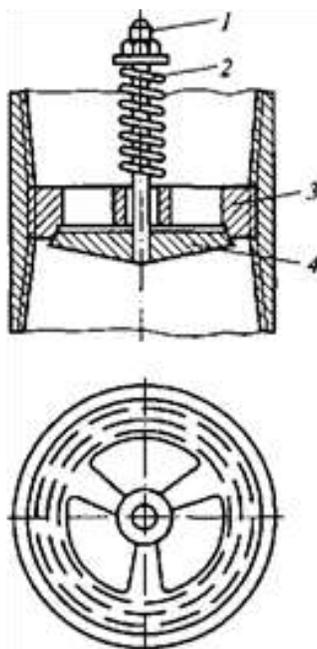
В некоторых случаях при спуске эксплуатационных колонн или хвостовиков вместо башмака с направляющей пробкой обсадная колонна заканчивается «пауком».

Башмак колонны устанавливается на первой трубе для предупреждения смятия торца нижней трубы обсадной колонны при спуске в скважину и представляет собой толстую короткую (0,5 м) трубу. Наружный диаметр башмака равен диаметру муфты, а внутренний — внутреннему диаметру обсадной трубы.

При спуске обсадных колонн секциями первой трубе, второй и последующих секций вместо башмака устанавливается патрубок с боковыми отверстиями для пропуска бурового и цементного растворов.

Обратные клапаны выполняют следующие функции:

- предотвращают samozаполнение обсадной колонны буровым раствором при спуске ее в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку;
- препятствуют обратному перетoku цементного раствора, из кольцевого пространства в обсадную колонну.



Тарельчатый клапан Рис 20.2

1- Стержень; 2- пружина; 3- седло клапана; 4- тарелка

Наиболее распространен и прост *тарельчатый клапан* (рис. 20.2), который состоит из седла клапана 3, ввинчиваемого в муфту, тарелки 4, стержня 1 и пружины 2. Пружину затягивают при помощи гайки и контргайки.

1. ТУРБУЛИЗАТОРЫ. КОЛЬЦА. ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ФОНАРИ. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливается для четкого фиксирования окончания процесса цементирования над обратным клапаном (на расстоянии 6-12 м). При спуске колонн на муфтовых соединениях упорное кольцо устанавливается в специальной удлиненной муфте, а в случае применения сварных колонн — ввинчивается в резьбу, нарезанную внутри обсадной трубы на расстоянии 30-40 мм от ее торца.

Упорное кольцо изготавливается из чугуна в виде шайбы толщиной 12-15 мм; диаметр отверстия делается на 60-75 мм меньше наружного. В некоторых случаях упорное кольцо имеет не одно отверстие, а два или четыре.

Кольца жесткости рекомендуется устанавливать на кондукторы и промежуточные колонны. Для усиления нижней части обсадной колонны и повышения прочности соединения на нижние 4...5 труб одеваются короткие (100...200 мм) патрубки и закрепляются под соединительными муфтами и над ними электросваркой. Изготавливаются они, обычно, из обсадных труб последующего за данной обсадной колонной размера или из предохранительных колец для ниппелей обсадных труб.

Турбулизаторы способствуют лучшему замещению бурового раствора цементным. Турбулизатор состоит из корпуса, неподвижно закрепляемого на обсадной трубе, с упругими (обычно резиновыми) лопастями, наклоненными под углом 30-50° к образующей оси. Лопасты изменяют направление восходящего потока промывочной жидкости и цементного раствора, способствуют образованию местных вихрей и разрушению структуры в застойных зонах. Турбулизаторы целесообразно устанавливать в интервалах недостаточно хорошего центрирования колонны со сложной конфигурацией сечения ствола скважины, а также на участках с не очень большими кавернами.

Центрирующие фонари (центраторы) значительно улучшают вытеснение бурового раствора. Если обсадная колонна не отцентрирована в скважине, то цементный раствор не вытесняет буровой по всей площади кольца, а оставляет застойные зоны бурового раствора. Центрирующий фонарь (центратор) представляет собой устройство, центрирующее обсадную колонну в скважине, способствуя, таким образом, образованию более равномерного цементного кольца вокруг колонны.

Применяют центрирующие фонари (центраторы) двух видов: *пружинные разборные* и *жесткие неразборные*. Наибольшее применение в нашей стране нашли *пружинные центраторы*.

Контрольные вопросы:

1. Что входит в конструкцию обсадных колонн?
2. Какие виды направляющих пробок получили наиболее широкое применение в бурении?
3. Перечислите функции, выполняемые обратными клапанами.
4. Для чего необходимо устанавливать упорное кольцо?
5. Что такое центрирующие фонари?

Урок 21: Цементирование скважин.

План:

1. Манжетное цементирование
2. Цементирование хвостовика
3. Обратное цементирование

1. МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

При нормальном цементировании может возникнуть опасность зацементирования мало-дебитных или сильно-дренированных пластов, в результате чего резко снизится производительность скважины. В этом случае применяют манжетное цементирование. Цементный раствор из обсадной колонны в затрубное пространство скважины попадает через боковые отверстия, расположенные над фильтром. Ниже боковых отверстий установлен “прямой” клапан, пропускающий жидкость только вверх. А снаружи ниже боковых отверстий воронкообразная манжета, установленная для предотвращения попадания цемента в фильтровую часть колонны. Манжета изготавливается из пластичного материала (брезент, кожа) высотой 60-70 см. Верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины. Иногда манжеты могут устанавливать и при двух-ступенчатом цементировании для ограничения перемещения цемента в затрубном пространстве. Иногда в роли манжет используют пакеры. Процесс цементирования происходит подобно одноступенчатому способу.

2. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКА

Цементирование хвостовиков осуществляется двумя способами с разделительной пробкой и без разделительной пробки. Если в скважину спускают хвостовик с частично-перфорированными обсадными трубами, то цементируют через отверстия, расположенные над фильтром. При таком способе цементирования используются специальные переходники для спуска хвостовика, а также цементировочную пробку, устанавливаемую в верхней части хвостовика на штифтах, цементный раствор, без использования цементировочной головки при помощи насосов закачивается в бурильные трубы, после закачки расчетного количества цемента в бурильные трубы, помещают верхнюю цементную пробку и начинают прокачку буровым раствором. В процессе закачки цементный раствор проходит по бурильным трубам, через пробку, установленную в верхней части хвостовика и попадает в затрубное пространство. По дохождении верхней цементировочной пробки нижней – она плотно ложится в отверстие нижней цементировочной пробки, тем самым перекрывая движение бурового раствора. В определенный момент давление бурового раствора достигает такого значения, что штифты, на которых закреплена пробка в хвостовике – срезаются и получившаяся двойная пробка продолжает проталкивать в затрубное пространство цементный раствор. Резкое повышение давления на манометре – свидетельствует о дохождении пробки до упорного конца.

3. ОБРАТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Обратное цементирование применяется крайне редко. В случаях, когда условия гидроразрыва пласта не позволяют применять обычное цементирование, т.к. давление на стенки скважины меньше, при таком цементировании, то качество цементного раствора хуже. Цементный раствор при таком способе закачивается в скважину по специальным заливочным трубам непосредственно в заколонное пространство. Буровой раствор при таком случае, внутри колонны и через цементировочную головку, установленную на устье – попадает в циркуляционную систему.

Контрольные вопросы:

- 1. В каких случаях применяют манжетное цементирование?**
- 2. Что является альтернативой манжеты?**
- 3. О чем свидетельствует повышение давления на манометре?**
- 4. В каких случаях применяется обратное цементирование?**
- 5. Какие виды цементирования вы знаете?**

Урок 22: Способы контроля за цементированием.

Контроль за цементированием осуществляют для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной и для оценки качества изоляции пластов друг от друга.

Различают следующие *методы контроля*:

1. *Термометрический метод* – основан на регистрации изменений температуры при экзотермической реакции в процессе затвердевания цементного раствора. По изменениям температуры определяются высота подъема цемента и наличие его в затрубном пространстве.
2. *Акустический метод* – основан на измерении затухания продольной упругой волны, распространяющейся по обсадной колонне, цементу и породе. Регистрируют амплитуды продольной волны в колонне и в породе и время распространения продольной волны в породе. При хорошей связи цемента с колонной и породой наблюдаются минимальные амплитуды и максимальное затухание сигнала. При отсутствии цемента за колонной наблюдается обратная картина. Средними значениями отмечаются участки с частичным заполнением либо с недостаточно прочным сцеплением цемента с породой и колонной.
3. *Гамма-гамма каротаж* – разница в плотности затвердевшего цемента и контактирующей с ним жидкости (пластовой или промывочной) позволяет использовать гамма-гамма каротаж. Регистрируют одновременно несколькими детекторами, расположенными по периметру прибора, интенсивность рассеянного гамма-излучения. Совпадение всех кривых указывает на качественное цементирование.
Причинами расхождения кривых и смещения их относительно друг друга могут быть: эксцентриситет обсадной колонны, несплошная или односторонняя заливка, отсутствие цемента за колонной. Каждая из причин характеризуется определенным вариантом расхождения и смещения кривых гамма-гамма каротажа.

Контрольные вопросы:

1. Для чего в бурении осуществляется контроль цементирования?
2. Перечислите методы контроля за цементированием.
3. Каковы могут быть причины расхождения кривых гамма-каротажа?
4. Сущность акустического способа контроля за качеством цементирования скважины?
5. Сущность гамма-гамма каротажа?

Раздел 7: Осложнения в процессе бурения скважин

Урок 23: Желобообразование, набухание, признаки, способы ликвидации и борьба.

План:

- 1. Желобообразование**
- 2. Кавернообразование**

1. ЖЕЛОБООБРАЗОВАНИЕ

Желобообразование возникает во всех породах кроме очень крепких, в результате механического воздействия колонны бурильных труб и ПРИ на стенки скважины как правило в наклонно-направленных скважинах.

Основной причиной такого явления считается увеличение угла перегиба в скважине.

Желобообразование может привести к постоянным прихватам, подклиниванию и затяжке бурильной колонны или ПРИ. Опыт работы показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно, увеличиваясь с числом рейсов. Максимальная вероятность прихвата возникает тогда, когда диаметр желоба больше диаметра бурильных труб в 1,1-1,2. Мерами по борьбе и ликвидации желобообразования являются:

1. Использование жесткой компоновки снаряда при бурении вертикальных скважин.
2. Максимальная проходка над долотом.
3. Использование предохранительных резиновых колец.

2. КАВЕРНООБРАЗОВАНИЕ

Устойчивые свойства (определенную плотность, пористость, влажность, запас упругой энергии) породы приобретают в условиях всестороннего сжатия, когда, кроме сил тяжести (гидростатического давления), большое влияние оказывают тектонические силы, метаморфизм и т. д. После вскрытия пласта (горного массива) на контуре скважины образуется локальное силовое поле, где породы могут использовать всю гамму деформаций от вязкого пластичного течения до хрупкого разрушения; в первом случае наблюдается *сужение ствола*, во втором – *кавернообразование*. Эти деформации – предельная форма проявления горного давления.

Наблюдение на глубинах до 3 км за изменением каверн в стволе скв. СГ-8 Кольской показало, что наибольший объем перемещенной породы приходится на первые 5–10 сут (до 75 %) после вскрытия массива. Активное кавернообразование продолжалось 120–200 сут и прекратилось при увеличении диаметра от 216 до 500 см. Аналогично кавернообразование в осадочных породах на глубине до 3 км. Обычно в течение 10–40 суток наблюдается увеличение коэффициента кавернозности от 1,3 до 1,5, затем его величина монотонно убывает, а в глинистых породах возможно установление номинального диаметра, а иногда и его уменьшение.

Кавернообразование в верхних этажах осадочного чехла имеет сложный характер, особенно при возможных перемещениях пород по вертикали. Оседание породы приводит к непрерывному выдавливанию ее в скважину, хотя и менее эффективному сравнительно с первоначальным напряженно-деформированным состоянием. Оно может замедляться

вследствие физико-химических воздействий бурового раствора, процессов растворения, выщелачивания, гидратационных напряжений и т. п. Благодаря образованию защитной оболочки (зоны динамического равновесия с влажностью) высокая прочность даже глинистых пород может сохраняться. Перечисленные явления могут замедлить или полностью предотвратить развитие каверн в вертикальных скважинах. Разломы и сейсмичность верхней части осадочного чехла свидетельствуют о наличии значительных дифференциальных напряжений на глубинах 4 км и более и как следствие этого анизотропности напряжений на контуре скважины. Отсутствие хрупкого разрушения в песчано-глинистых породах не способствует образованию овальных каверн, но может проявляться в горизонтальном направлении отклонения ствола от устья скважины

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение осложнению?**
- 2. Что такое желобообразование?**
- 3. Перечислите методы борьбы с желобообразованием.**
- 4. Что такое кавернообразование?**
- 5. Каким образом желобообразование и кавернообразование влияют на процесс бурения?**

Урок 23: Осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважин

План:

1. Обвалы.
2. Набухание
3. Ползучесть

1. ОБВАЛЫ

Осложнением называют затруднение углубки скважины, вызванное нарушением состояния её стенок.

Обвалы происходят при проходке или бурении скважин в плотных глинах алевролита с глинистых сланцев в результате попадания на эти породы бурового раствора, в результате чего нарушается предел прочности этих пород и увеличивается неустойчивость стенок горной выработки. Мелкие обвалы могут возникать в результате механического воздействия колонны бурильных труб, а также тектонических нарушений.

Признаками обвалов являются:

1. повышение давление на манометре насоса;
2. повышение выхода шлама;
3. не дохождение снаряда до забоя без предварительной продувки и промывки;
4. повышение крутящего момента и подклинивание бурового снаряда;

Основными мероприятиями по предупреждению обвалов являются:

1. Бурить скважины по возможности минимальным диаметром;
2. Поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м в секунду;
3. Избегать резких изменений плотности промывочной жидкости или бурового раствора;
4. Избегать резких рывков или толчков при проведении СПО.
5. Перед подъемом бурильной колонны увеличивать плотность бурового раствора до необходимых значений.
6. Не допускать длительного пребывания колонны бурильных труб без движения.

2. НАБУХАНИЕ

Набухание происходит при действии бурового раствора на глины (уплотненных глин, аргилитов) – это приводит к прихватам, не дохождению бурильной колонны до забоя. Для ликвидации и предупреждения набухания необходимо в зоне возможных осложнений использовать утяжеленный бурильный раствор, организовать работу таким образом, чтобы обеспечить максимальные механические скорости.

После приготовления глинистого раствора заполнить им скважину и выждать определенное время, за которое происходит набухание.

Выполнять меры и предупреждения ликвидации обвалов. При прохождении глин, аргиллитов, глинистых сланцев – использовать меры по предупреждению обвалов. Колонны бурильных труб поднимать на пониженной скорости.

3. ПОЛЗУЧЕСТЬ

Ползучесть происходит в случае прохождения высокопластичных пород – это как правило глины, аргиллиты и все породы с включениями глин. Склонны под действием возникновения напряжения деформироваться, при этом происходит нарушение первоначальной формы стенок скважины, такое явление происходит как правило с увеличением глубины скважины, а следовательно и температуры горных пород. Характерными признаками являются:

1. Не дохождение ПРИ до забоя;
2. Смятие обсадной колонны;
3. Затяжка.

Мерами по борьбе и ликвидации ползучести являются: перебуривание проблемных интервалов утяжеленными промывочными жидкостями. Организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости, при креплении стенок скважины обсадными трубами – использовать толстостенные трубы с повышенной прочностью.

Контрольные вопросы:

1. **Дайте определение осложнению.**
2. **Перечислите признаки возникновения обвалов.**
3. **Что такое набухание?**
4. **Что такое ползучесть?**
5. **Какие меры по борьбе с ползучестью вы знаете?**

Урок 24: Предупреждение и борьба с поглощениями.

План:

1. Поглощение. Причины возникновения. Исследование зон поглощений.
2. Методы предупреждения и ликвидации поглощений.

1. ПОГЛОЩЕНИЕ. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ.

Поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Ежегодные затраты времени на ликвидацию этого вида осложнений по стране и за рубежом составляют многие тысячи часов, несмотря на разработку и применение различных способов предупреждения и борьбы с поглощениями буровых и цементных растворов при бурении и креплении скважин.

Поглощение бурового раствора объясняется *превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением* (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и характером объекта поглощения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений промывочной жидкости, можно разделить на две группы:

1. *Геологические факторы* — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.);
2. *Технологические факторы* — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др. К этой группе относятся также такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены различными методами исследований:

- Гидродинамическими
- Геофизическими
- С помощью отбора керна или шлама.

В зависимости от степени изученности разбуриваемого месторождения (или его части) применяют оперативный или детальный комплекс исследований.

Оперативный комплекс исследований включает в себя: определение границ поглощающего пласта (горизонта), его относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта (горизонта) в другой (гидродинамические

исследования); измерение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта (горизонта) с помощью каверномера; замер пластового давления глубинным манометром.

Детальные исследования включают в себя оперативный комплекс и промыслово-геофизические методы: гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и акустический каротаж.

2. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ.

Среди существующих методов предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные мероприятия:

- предупреждение осложнения путем снижения гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины
- изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощений специальными цементными растворами и пастами
- бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском обсадной колонны.

Мероприятия по снижению гидростатического и гидродинамического давления сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины.

Лучшим средством борьбы с поглощением бурового раствора является его предупреждение. Для предупреждения поглощений на основании многолетнего отечественного и зарубежного опыта разработаны следующие рекомендации:

- Регулировать свойства бурового раствора, прежде всего его плотность;
- Регулировать скорость спускоподъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки и др.);
- Определять оптимальный зазор между бурильными трубами и стенками скважины. За счет этого уменьшается перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважин;
- Изменять конструкции скважины в целях избежания воздействия утяжеленного раствора на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Различают три категории поглощений:

- малой интенсивности (до 10... 15 м³/ч)
- средней интенсивности (до 40...60 м³/ч)
- высокоинтенсивные (более 60 м³/ч).

Рассмотрим методы ликвидации поглощений малой и средней интенсивности. Одним из видов закупорки поглощающих каналов является способ закачки в пласт структурированного тиксотропного раствора, создающего с течением времени в проводящих каналах поглощающего пласта жесткую структурированную сетку. Заливка

поглощающего пласта специальными тампонажными смесями является наиболее распространенным способом ликвидации поглощений.

Тампонажные смеси должны быть в достаточной мере структурированными и иметь необходимое время схватывания и затвердения. Этим требованиям удовлетворяют *гальцементные пасты* (ГЦП), специальные растворы и *быстрохватывающиеся смеси* (БСС).

Гальцементами называются цементные пасты, приготовленные на глинистом растворе. Параметры ГЦП зависят от соотношения цемента и глинистого раствора. Для ее получения сухой тампонажный или глиноземистый цемент затворяют на заранее приготовленном растворе из бентонитовой глины.

Сроки схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов-ускорителей, в качестве которых наиболее широкое применение получили жидкое стекло, хлористый кальций и кальцинированная сода. Смеси цемента и других материалов, резко уменьшающих сроки схватывания раствора, закачиваемого в зоны поглощения, называются *быстрохватывающимися* смесями. Применяются и *быстрохватывающиеся* нефцементные смеси, в состав которых входят цемент и дизельное топливо.

В каждом отдельном случае рецептуру ГЦП или БСС разрабатывает лаборатория. Время от момента затвердения до начала схватывания БСС должно быть рассчитано так, чтобы можно было успеть выполнить все операции от начала приготовления смеси до конца продавки ее в скважину. Гальцементные пасты и быстрохватывающиеся смеси можно закачивать в скважину через бурильные трубы. Конец бурильных труб следует устанавливать выше кровли поглощающего пласта (горизонта). Количество продавочной жидкости принимается равным внутреннему объему опущенных бурильных труб, соответствующему их длине, за вычетом положения статического уровня и еще 50 м. Во избежание прихвата бурильных труб во время заливки их надо все время расхаживать.

Также для борьбы с поглощениями промывочной жидкости широко применяют пакеры различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство в целях:

- предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;
- задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы; определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Для ликвидации *высокоинтенсивных поглощений* бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, во ВНИИБТ были разработаны специальные перекрывающие устройства. Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновую, нейлоновую, капроновый эластик, металлическую специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка

под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Расширение сетчатой оболочки происходит вследствие закупорки ее ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси. При твердении тампонажная смесь связывает оболочку с породой.

Известны и другие способы ликвидации высокоинтенсивных поглощений: спуск «летучки» (кассеты), замораживание зоны поглощения, изоляция зон поглощения с помощью взрыва и др. Но все они весьма трудоемки, не всегда дают положительный результат, поэтому применяются в буровой практике редко. Крайняя мера борьбы с поглощением промывочной жидкости — спуск промежуточной обсадной колонны.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие факторы влияют на возникновение поглощения?**
- 2. Каким образом можно получить данные о поглощающих пластах?**
- 3. Перечислите основные мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощения.**
- 4. Какие категории поглощения вы знаете?**
- 5. Назовите крайнюю меру борьбы с поглощением промывочной жидкости. Дайте объяснение.**

Урок 25: ГНВП признаки, предупреждение и борьба с ними.

План:

1. Понятие Газо-, водо-, нефтепроявления
2. Признаки
3. Мероприятия по предупреждению

1. ПОНЯТИЕ ГАЗО-, ВОДО-, НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

Под *ГНВП* понимают попадание в ствол скважины, содержащихся в массиве горных пород газов, воды и нефти, что может привести к фонтанированию смеси газов и нефти, либо воды и газа под большим давлением из скважины. Это может происходить в результате того, что пластовое давление выше чем давление столба промывочной жидкости.

2. ПРИЗНАКИ

Выход на поверхность при восстановлении циркуляции бурового раствора, насыщенного газами.

Кипение в скважине промывочной жидкости, что может быть вызвано недостаточным значением вязкости и СНС (статическое напряжение сдвига).

Повышение уровня жидкости в приемных емкостях бурового насоса.

Появление газа по показаниям коротажной станции.

3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ

В случае проявления данных признаков следует предпринимать следующие *Мероприятия*:

1. Усилить промывку скважины. Приостановить бурение или СПО.
2. Поддерживать гидростатическое давление столба промывочной жидкости (на забое на 5-15% выше пластового давления) достигается путем использования утяжеленных промывочных жидкостей.
3. Оборудовать устье скважины противовыбросовым оборудованием.

В настоящее время для герметизации устья скважины применяют *превентор*.

Для предотвращения *ГНВП* также необходимо:

1. Не вскрывать пласты, вызвать проявления без предварительного спуска обсадных колонн, предусмотренных *ГТН*.
2. При подъеме бурового снаряда бурильной колонны – доливать буровой раствор непрерывно.
3. Производить цементирование скважины за кондуктором до устья, постоянно следить за плотностью бурового раствора при снижении плотности более чем на 20 кг/м³, необходимо немедленно восстановить первоначальную плотность. Необходимо постоянно иметь запас бурового раствора для доливки в случае поглощения. Не поднимать колонны бурильных труб до тщательной промывки

скважины раствором с соответствующими параметрами, предусмотренными в ГТН. Подбирать компоновку снаряда таким образом, чтобы нижняя часть бурильной колонны и стенки скважины обеспечивали достаточный зазор.

4. Перед вскрытием пластов с высоким давлением, где возможен выброс – применять к компоновке снаряда обратный клапан.

В случае угрозы выброса буровая бригада должна немедленно принять следующие меры:

- 1) Не прекращая промывки бурильщик поднимает бурильную колонну до выхода соединительного элемента следующей трубы на поверхность и оставляет ее на весу.
- 2) Плотнo закрепив тормоз лебедки, при этом руководит работой остальных членов бригады по закрытию превентора и следит за давлением на его выходе, в случае повышения давления бурильщик сбрасывает его по специальному клапану в превенторе.
- 3) После подъема бурильной колонны помощник бурильщика при помощи превентора перекрывает устье скважины избыток жидкости в скважине направляется в так называемый амбар.
- 4) После закрытия превентора непрерывно измеряется плотность промывочной жидкости. При возрастании давления на устье до сверхвысокого (сверхдопустимого) закачка жидкости в скважину прекращается.
- 5) Выкидные отверстия превентора перекрываются. Если вынужденное снижение давления вызывает необходимость полного открытия задвижек превентора для фонтанирования, то поток газов из скважины необходимо направить в сторону от буровой, при этом избегая возгорания.

При полном извлечении из скважины колонны бурильных труб превентор закрывается и устанавливают герметизирующее устройство для спуска бурильной колонны под давлением.

Подобрать конструкцию скважины таким образом, чтобы избежать воздействие утяжеленного бурового раствора на необсаженную часть скважины, представленную легко проницаемыми горными породами, а также породами, склонными к гидроразрыву.

Контрольные вопросы:

1. **Что понимают под аббревиатурой ГНВП?**
2. **Перечислите признаки возникновения ГНВП.**
3. **Меры по предотвращению ГНВП.**
4. **Назовите инструмент, применяемый для герметизации устья.**
5. **Какие действия необходимо провести буровой бригаде в случае возникновения угрозы выброса?**

Раздел 8: Режим бурения.

Урок 26: Технологические режимы бурения

План:

1. Влияние режимов бурения на качественные и количественные показатели бурения
2. Взаимосвязь режимов бурения

1.ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ НА КАЧЕСТВЕННЫЕ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ

1. Под *режимами бурения* понимают сочетание регулируемых параметров, влияющих на качество бурения, к ним относятся:
 - Осевая нагрузка
 - Частота вращения
 - Расход бурового раствора

Помимо количества бурового раствора выделяют параметры бурового раствора:

- Вязкость,
- Плотность,
- Водоотдача
- Статическое напряжение сдвига

Качественное сочетание этих параметров позволяет получить наиболее высокие показатели бурения (скорость бурения безаварийная работа, увеличение проходки на долото и обеспечение сохранности продуктивного горизонта).

Такие режимы называются *оптимальными* (рациональными). В некоторых случаях бурение ведется с отбором керна или в сложных геологических условиях, или при бурении, забурировании дополнительного ствола применяются так называемые *режимы бурения*.

Буровой раствор отвечает за удаление шлама с забоя, охлаждение ПРИ и сохранение устойчивости стенок скважины. Повышенная вязкость бурового раствора позволяет лучше выносить крупные частицы горной породы, более низкая вязкость – мелкие.

Плотность в целом влияет на подъемную способность бурового раствора в тоже время установлено, что на механическую скорость бурения влияет так называемое дифференциальное давление в забое, которое представляет из себя разность между пластовым давлением или паровым давлением и давлением столба бурового раствора. Если дифференциальное давление составляет порядка 3,5 мегапаскаль и если давление повышается, то происходит снижение скорости бурения.

В идеале в качестве отчистного агента, если позволяют геологические условия, целесообразно применять воду или газ, воздух с учетом выносной способности. Скорость истечения потока жидкости из отверстий долота способствует улучшению разрушения горной породы.

Установлено, что максимальная скорость достигается при использовании гидромониторных насадок со скоростью истечения раствора из них свыше 60-75 м/с.

Помимо этого, влияние на процесс бурения оказывает расстояние между долотом и забоем, на этот показатель влияет высота зубьев долота или твердосплавных вставок. Чем больше расстояние между долотом и забоем, тем выше эффективность разрушения горной породы.

Количество промывочной жидкости, подаваемое на забой напрямую зависит от площади забоя.

Установлено, что механическая скорость бурения при увеличении частоты вращения возрастает до определенного момента, после чего наблюдается падение механической скорости бурения.

Также следует иметь в виду, что чрезмерная частота вращения уменьшает срок службы шарошечных долот.

С ростом осевой нагрузки – растет и механическая скорость бурения, как и в случае с частотой вращения.

2. ВЗАИМОСВЯЗЬ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

В *роторном* бурении все три режима не зависят друг от друга, но в турбинном бурении есть прямая взаимосвязь. Другими словами, изменение Q_R неизменно повлечет за собой изменение n и частично P_G .

В бурении с электробурами также имеются свои особенности, т.к. крутящий момент создается электродвигателем расположенным в призабойной части и передается породоразрушающим инструментом непосредственно, то частоту вращения изменить можно только на поверхности, заменив электробур или редуктор-вставку электробура.

Одним *критерием эффективности режимов бурения* является *рейсовая скорость*, а также стоимость одного метра проходки (экономическая скорость). При бурении следует стремиться к минимальной стоимости одного метра бурения, а также максимальной скорости бурения.

Контрольные вопросы:

1. Какие параметры влияют на качество бурения?
2. Перечислите параметры бурового раствора.
3. Как вы считаете, что целесообразнее всего применять в качестве отчистного агента?
4. Опишите взаимосвязь режимов бурения при роторном способе.
5. Что такое рейсовая скорость?

Урок 27: Влияние параметров режима бурения на показатели работы долот.

Урок 28: Особенности параметров режима бурения роторным способом.

В Казахстане получили распространение три способа бурения нефтяных и газовых скважин. Роторный, гидравлический с забойными двигателями и бурение электробурами. Два первых являются основными. На долю турбобуров приходится 80-85 %. На роторный до 12 % и порядка 3% электробурами.

Способ бурения проще всего выбрать зная оптимальную частоту вращения для данных геологических условий.

Способы бурения:

- 1) Ротор, турбобур с редуктором – вставкой, электробур с двумя редукторами вставками (35-100 об/мин)
- 2) Ротор, винтовой забойный двигатель, турбобур с редуктором вставкой или электробур с редуктором вставкой (100-250 об/мин)
- 3) Шпиндельные турбобуры с турбинами точного литья, а также турбобур с редуктором вставкой и электробур с редуктором вставкой (250-500 об/мин)
- 4) Турбобуры и электробуры для алмазного бурения (500-800 об/мин)

Оптимальный режим бурения при роторном способе включает в себя сочетание каждого из трех параметров режима бурения.

Тип долота должен выбираться в соответствии со справочниками и таблицами по подбору породоразрушающего инструмента.

Например, при выборе режимов - для долот серии ГНУ и ГАУ следует учитывать, что в пластичных, вязких, глинистых, а также слабо сцементированных, мало-абразивных песчано-глинистых и песчаных породах целесообразно бурить при близких к максимальным частотам вращения и на пониженных величинах осевой нагрузки.

В песчаных и других абразивных породах, а также трещиноватых и обломочных следует снижать частоту вращения ротора во избежание повреждения герметизации опор.

Режимы бурения обычными твердосплавными долотами должны выбираться такими, чтобы не допускать вибрации бурильной колонны.

В мягких неабразивных породах максимальные показатели достигаются при частоте вращения 140-200 об/мин.

Осевая нагрузка при наивысшей частоте вращения обычно должна быть уменьшена на 20-25% от расчетной (будет скакать).

Переход на высоко-оборотный режим в некоторых случаях может сопровождаться обвалами стенок скважины и в результате повышением крутящего момента, в случае возникновения такого явления следует тщательно промыть и проработать забой скважины на длину ведущей трубы, только после этого вновь переходить на повышенную частоту вращения. Не рекомендуется осуществлять промывку технической водой на повышенных частотах вращения в твердых породах.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие способы бурения получили наибольшее распространение на территории Казахстана?**
- 2. Каким должен быть оптимальный режим бурения при роторном способе.**
- 3. Каких значений частоты вращения необходимо придерживаться при бурении в мягких, неабразивных породах?**
- 4. Что необходимо учитывать при выборе режимов для долот серии ГНУ и ГАУ?**
- 5. Что может повлечь за собой переход на высоко-оборотный режим?**

Урок 29: Особенности параметров режима бурения турбинным способом.

План:

1. Общие сведения о турбобурах.
2. Характеристики турбобуров.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТУРБОБУРАХ.

Турбобур – это забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин в различных геологических условиях, в рабочих элементах которого гидравлическая энергия бурового раствора, движущегося под давлением, преобразуется во вращательную энергию.

Для получения необходимой мощности и приемлимого числа оборотов турбобуры должны быть *многоступенчатыми*. Все ступени должны быть одинаковыми и должны обеспечивать равномерную работу.

Шумелёв установил следующую закономерность работы турбобура в зависимости от количества промывочной жидкости. Частота вращения изменяется прямо-пропорционально изменению расхода промывочной жидкости.

При бурении турбобуром энергия передается к забою через промывочную жидкость от бурового насоса, при этом часть её теряется в соединениях бурильных шлангов, в изгибах и других гидравлических сопротивлениях нагнетательной линии. Крутящий момент турбобура зависит от давления бурового раствора, а частота вращения от расхода промывочной жидкости, подаваемой в скважину.

1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБОБУРОВ.

В связи с тем, что геологические условия разные – частоты вращения должны быть также не одинаковыми, поэтому существует большое количество турбобуров с различными техническими решениями по изменению частоты вращения.

Одним из недостатков турбобура является его быстроходность, что не позволяет применять их, осложняет их применение с низкооборотистыми долотами до 200 об/мин, для решения этой проблемы были разработаны *редукторы – вставки*, которые позволяют уменьшить частоту вращения в несколько раз.

Конструкция многоступенчатых турбобуров:

- 1) Турбобуры типа *T-12* применяются для бурения верхних интервалов скважин шарошечными долотами, а при использовании реактивно-турбинных агрегатов для бурения стволов большого диаметра методом РТБ
- 2) *Турбобуры секционные* типа *ТС* применяются для бурения глубоких скважин шарошечными долотами, состоят из двух или трех турбинных секций.
- 3) *Турбобуры типа КТД* предназначены для отбора образцов проб
- 4) *Секционные шпиндельные* турбобуры применяются с шарошечными долотами с обычной промывкой, гидромониторными насадками, а также с алмазными долотами

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение турбобурам.**
- 2. Кто такой Шумелёв?**
- 3. Каким образом энергия передается к забою при бурении турбобурами?**
- 4. В чем заключаются недостатки турбобуров?**
- 5. Где применяют турбобуры типа КТД?**

Урок 30: Особенности параметров режима бурения электробурами.

План:

1. Сущность и область применения данного способа.
2. Особенности бурения электробурами.
3. Основные правила техники безопасности при эксплуатации электробуров.

1. СУЩНОСТЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО СПОСОБА.

Электробур – это забойная машина, приводимая в действие электрической энергией и преобразующая ее во вращательную.

Многолетний опыт эксплуатации электробуров выявил наиболее распространенные области его применения:

- Бурение глубоких скважин с применением утяжеленных буровых растворов.
- Бурение наклонно-направленных, разветвленно-горизонтальных.
- Бурение с газообразным отчистным агентом.
- Бурение опорно-технологических скважин

В процессе эксплуатации электробур с долотом опускается в скважину на бурильных трубах. Колонна бурильных труб служит для удержания электробуров, восприятия реактивного момента, подачи и забойного отчистного агента, а также размещению в нем токопровода.

Вал электробура – полый, для попадания промывочной жидкости на забой электроэнергия к электробурю попадает по кабелю, подведенному к буровому шлангу, соединенному посредством токоприемника, вмонтированном в бурильные трубы. Токоприемник представляет из себя систему колец и щеток.

Кабель может быть двух или трех жильный, вмонтированный в бурильные трубы, отрезками, которые при свинчивании автоматически соединяются друг с другом специальными муфтами, находящимися в замках бурильных труб.

Для уменьшения частоты вращения долота, а также повышения вращения долота, а также повышения вращающего момента – используют редукторы –вставки, которые устанавливаются между электробуром и долотом.

2. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ЭЛЕКТРОБУРАМИ.

Мощность электробура практически не зависит от количества и свойств бурового раствора.

Частота вращения вала электробура также не зависит от количества и качества ПЖ, но незначительно зависит от нагрузок. Количество прокачиваемого бурового раствора определяется как и при других условиях. В связи с тем, что электробур является герметичной маслозаполненной системы, органы которой не подвержены абразивному воздействию мелких частиц рабочие показатели электробура остаются неизменными в течении всего рабочего срока службы.

Изменение момента сопротивления на долоте при бурении – можно мгновенно можно определить по росту силы тока и мощности на приборах КИП. Это дает возможность

наблюдать по вольтметру за нагрузкой, возникающей на долоте, следить за его безаварийной работой, а также устанавливать степень износа долота.

Изменения мощности дают возможность автоматизировать процесс. Отсутствие вращения бурильной колонны позволяет при помощи специальной погружной аппаратуры следить за углом наклона и азимутом в процессе бурения, а также изменять направления бурения за счет специальных отклонителей в процессе бурения.

3. ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОБУРОВ.

Все токовыводящие части должны быть изолированы или ограждены, металлические детали, которые могут оказаться под напряжением должны быть заземлены и надежность изоляции и заземления регулярно проверяться.

Наружный кабель, подводящий электроэнергию к токоприемнику должен прикрепляться к буровому шлангу.

Буровую вышку необходимо оборудовать устройством видимого разрыва. Это устройство, позволяющее определить целостность сети соединения и просигнализировать в случае разрыва.

В питающую цепь электробура должна быть включена защитная аппаратура, позволяющая отключить питание при увеличении тока больше допустимого, а также она должна поддерживаться в исправном состоянии.

Перед обслуживанием токовыводящих частей необходимо обязательно убедиться в отсутствии напряжения на них, а также соблюдать все правила техники безопасности при бурении скважины на нефть и газ.

Контрольные вопросы:

- 1. В чем заключается сущность работы электробура?**
- 2. В каких областях бурения применяют электробуры?**
- 3. Какие преимущества дает отсутствие вращения бурильной колонны?**
- 4. Перечислите основные правила техники безопасности при работе с электробурами.**
- 5. Каким образом можно определить изменение момента сопротивления в процессе бурения?**

Урок 31: Особенности режимов бурения винтовым (объемным) двигателем.

План:

1. Область применения и конструкция винтового двигателя.
2. Особенности работы ВЗД

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ ВИНТОВОГО ДВИГАТЕЛЯ.

Назначение *винтового (объемного) забойного двигателя* — бурение скважин в различных геологических условиях.

Характеристики двигателя незначительно отличаются от характеристик современных турбобуров. Его эксплуатационные данные оказались более подходящими для наклонного бурения, что и определило его широкое распространение за рубежом в этой области бурения.

Рассмотрим устройство винтового забойного двигателя Д1-195. Двигатель предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 215,9-244,5 мм при температуре на забое не выше 120 °С.

Винтовой забойный двигатель Д1-195 относится к машинам объемного (гидростатического) действия. По сравнению с другими типами забойных гидравлических двигателей винтовой двигатель имеет ряд преимуществ:

- низкая частота вращения при высоком крутящем моменте на валу двигателя позволяет получить увеличение проходки за рейс долота (в сравнении с турбинным бурением);
- существует возможность контроля за работой двигателя по изменению давления на стояке насосов;
- перепад давления на двигателе создает возможность применения высокопроизводительных гидромониторных долот.

По принципу действия ВЗД представляет собой планетарно-роторную гидравлическую машину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением.

Двигатель содержит *ротор* и *статор*.

Стальной статор внутри имеет привулканизированную резиновую обкладку с винтовыми зубьями левого направления. На стальном роторе нарезаны наружные винтовые зубья также левого направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, в результате чего для осуществления зацепления ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба.

Буровой раствор, поступающий в двигатель от насосов буровой установки, может пройти к долоту только в том случае, если ротор поворачивается относительно статора, обкатываясь под действием неуравновешенных гидравлических сил. Ротор поворачивается по часовой стрелке (абсолютное движение). За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное движение редуцируется в абсолютное с передаточным числом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает пониженную частоту вращения и высокий крутящий момент на выходе.

Винтовые двигатели следует доставлять на буровую в собранном виде, с ввинченными предохранительными пробками, что предотвращает попадание посторонних предметов в

рабочие органы и повреждения резьбы. Не допускается перетаскивание двигателей волоком и сбрасывание их при разгрузке.

Доставленный на буровую двигатель перед пуском в работу подвергают наружному осмотру. Особое внимание следует обращать на отсутствие трещин и вмятин на статоре и корпусе шпинделя,

2. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ВЗД

При спуске двигателя в скважину за 10-15 м от забоя следует включить буровой насос и промыть призабойную зону скважины при работающем двигателе. Не запуск двигателя фиксируется по резкому подъему давления на выкиде насосов. В этом случае следует запускать двигатель с вращением бурильной колонны ротором при одновременном покачивании жидкости. Запуск двигателя ударами о забой не допускается. Во избежание левого вращения инструмента под действием реактивного момента двигателя ведущую трубу фиксируют от проворачивания в роторе с помощью клиньев.

По своим энергетическим характеристикам винтовые двигатели позволяют создавать на долоте высокие осевые нагрузки (двигатель типа Д-195 — до 250-300 кН, двигатель Д-88 — до 30 кН), однако приработку нового долота в течение 10-15 мин необходимо проводить при пониженных осевых нагрузках

При выборе типа долота предпочтение следует отдавать *низкооборотным долотам с масломполненной опорой*, а также *гидромониторным долотам*, так как сниженный по сравнению с турбобурами перепад давления в винтовом двигателе создает резерв мощности на выкиде насосов. Тип вооружения долота выбирают в соответствии с твердостью и абразивностью проходимых пород.

При выборе *рациональных параметров* режима бурения винтовым забойным двигателем необходимо учитывать особенности его характеристик:

- пропорциональность частоты вращения расходу бурового раствора;
- сравнительно «жесткую» скоростную характеристику под нагрузкой (в зоне устойчивой работы двигателя от режима холостого хода до режима максимальной мощности частота вращения уменьшается на 15-20%);
- линейную зависимость перепада давления на двигателе от момента на долоте.

При бурении винтовым забойным двигателем буровой инструмент необходимо подавать плавно, без рывков. Периодически инструмент следует проворачивать. Расход промывочной жидкости при этом выбирают исходя из условий необходимой очистки забоя. По мере износа рабочей пары двигателя для сохранения его рабочей характеристики целесообразно увеличить расход промывочной жидкости на 20-25 % от начальной величины.

Для предотвращения зашламливания двигателя перед наращиванием инструмента или подъемом его для замены долота необходимо промыть скважину в призабойной зоне, затем приподнять инструмент над забоем на 10-12 м и только после этого остановить насосы и открыть пусковую задвижку.

В процессе эксплуатации винтовых двигателей необходимо периодически проверять их пригодность к работе. Двигатель отправляют на ремонт:

- при значительном снижении его приемистости к осевым нагрузкам;
- увеличении сверх допустимого осевого люфта шпинделя;

- затрудненном запуске или незапуске над устьем скважины или зашламовании двигателя.

Контрольные вопросы:

- 1. Для какого типа бурения наиболее рационально использовать винтовой двигатель?**
- 2. Опишите принцип действия ВЗД.**
- 3. Какими преимуществами обладает винтовой забойный двигатель?**
- 4. Что необходимо учитывать при выборе оптимальных режимов бурения винтовым забойным двигателем?**
- 5. В каких случаях ВЗД отправляют на ремонт?**

Урок 32: Особенности режимов бурения алмазными долотами.

Алмазные долота с алмазными сплавными режцами (АТР), алмазно-твердосплавными монокристаллическими режцами (АТРМ) или алмазно-твердосплавными пластинами получили наиболее широкое распространение в бурении скважин на нефть и газ. Для приработки и придания забой соответствующей формы следует медленно довести ПРИ до забоя, оперев его в забой без ударов, затем поднять на 30-50 см, промыть забой в течении 10-15 минут, после этого при медленной подаче инструмента на забой следует коснуться забоя и произвести его приработку углубившись на 0,3-0,5 метра.

При осевой нагрузке 10-20 кН и при максимально допустимом расходе ПЖ. Постепенно нормализуя все режимы бурения до оптимальных. Если же резко увеличить осевую нагрузку, это может привести к чрезмерному и преждевременному износу АБИ.

По монOMETру оптимальную осевую нагрузку определяют путем ступенчатого изменения осевой нагрузки при различных частотах АБИ при этом фиксируя изменение крутящего момента. Оптимальный режим устанавливается после получения максимальной механической скорости при минимальном крутящем моменте.

Значение оптимальной осевой нагрузки можно также определить по расчетным формулам. Порода повышенной абразивности рекомендуется разбуривать при частоте вращения 100-300 об/мин. Вязкие, мелкие, пластичные горные породы, дабы избежать их налипания на ПРИ следует бурить при максимально возможном расходе ПЖ. При резком падении механической скорости в 2 или более раз в течении 10-15 минут следует поднять ПРИ перед забоем и при незначительной осевой нагрузке вновь продолжить бурение, такую операцию можно произвести 2 или 3 раза, если механическая скорость не увеличилась следует поднять снаряд для проверки состояния АБИ.

При увеличении давления на монOMETре следует также поднять снаряд над забоем, если в момент отрыва АБИ произошло резкое снижение давления, то это свидетельствует о закупорке промывочных каналов, образовании ссальников, либо износу ПРИ на величину, равную глубине промывочных каналов.

Для очистки промывочных каналов разрешается резкий спуск АБИ над забоем без удара. Разрыв ссальников происходит также при расположении ПРИ у забоя путем резкого увеличения расхода ПЖ до максимального.

Контрольные вопросы:

- 1. Где алмазные ПРИ получили наибольшее распространение?**
- 2. Каким образом происходит определение оптимальной осевой нагрузки для алмазных ПРИ?**
- 3. Как необходимо избегать налипания горных пород?**
- 4. Каким образом осуществляется очистка промывочных каналов.**
- 5. Что необходимо предпринимать в случае увеличения давления на монOMETре?**

Урок 33: Контроль за параметрами режимов бурения.

План:

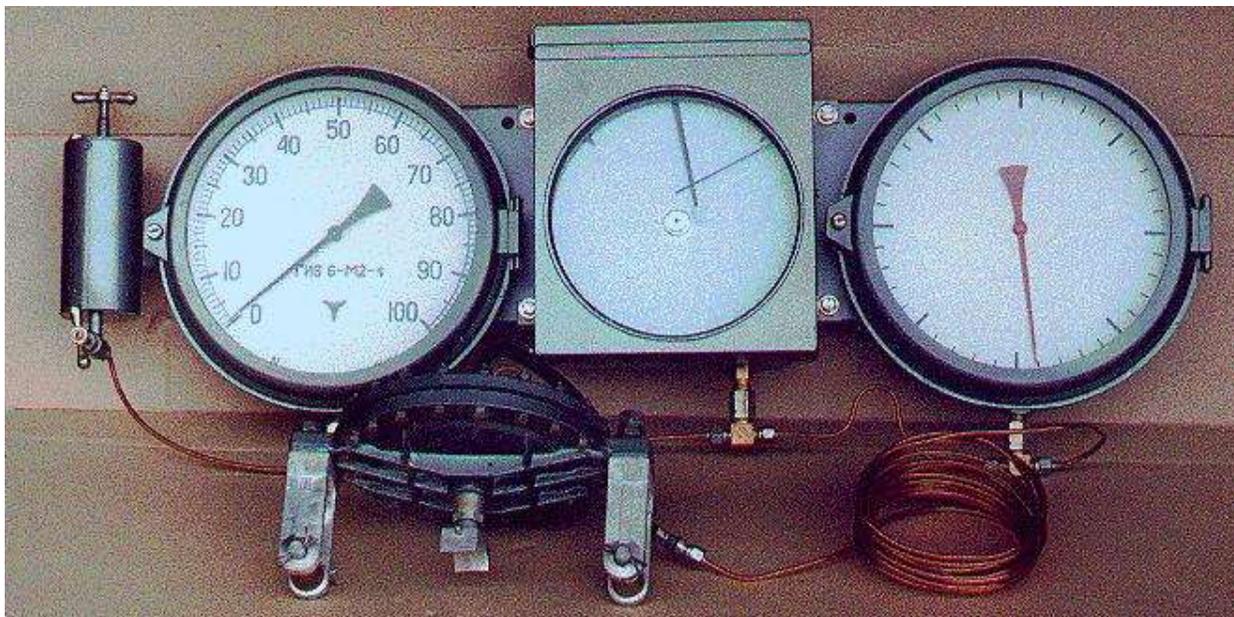
1. Гидравлический индикатор веса.
2. Электрический и механический индикаторы веса.

1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИНДИКАТОР ВЕСА.

Текущий контроль параметров процесса бурения осуществляется в основном с помощью следующих приборов:

- индикатора массы (веса)
- манометра, моментомера
- тахометра
- приборов для измерения механической скорости и проходки.

Осевая нагрузка на долото в каждый момент определяется при помощи *индикатора массы* (веса). По этому прибору находят также нагрузку, действующую на крюк талевой системы. Наибольшее распространение получили гидравлические индикаторы массы (веса). Основная часть индикатора массы (веса) — трансформатор (мессдоза), который состоит из корпуса и поршня в виде тарелки. Талевый канат проходит через роликовые опоры, корпуса и роликовую опору поршня, изгибаясь под определенно заданным углом. Трансформатор давления укрепляется на неподвижном конце каната. Благодаря изгибу оси каната возникают усилия, действующие на поршень (мембрану), опирающийся на резиновую камеру, заполненную жидкостью. Воспринимаемое жидкостью усилие передается по системе трубок на указывающий и записывающий манометры.



Гидравлический индикатор массы (веса) Рис 33.1

Комплект индикатора массы (веса) состоит из трансформатора давления, одного указывающего манометра и одного самопишущего манометра с круглой диаграммой, вращаемой часовым механизмом со скоростью один оборот за сутки. Указывающий

манометр с условной шкалой, градуированной на 100 делений, устанавливают на щите у поста бурильщика. Очень часто в комплект индикатора массы (веса) входит *верньер*, представляющий собой мощный наружный манометр со стрелкой, замкнутой шкалой, разделенной на 40 делений без цифровых обозначений.

Каждому делению верньера соответствует половина деления указывающего манометра. Благодаря этому, верньером удобно пользоваться для определения нагрузки на долото, так как при этом отсчеты производятся с большой точностью. Верньер рассчитан на давление до 60 делений по манометру. Если масса бурильной колонны превышает 60 делений, верньер надо выключить.

Перед установкой индикатора массы (веса) необходимо убедиться в том, что неподвижный конец талевого каната на всем своем протяжении от ролика кронблока до места укрепления проходит свободно, не задевая элементы фонаря вышки. Канат в месте крепления трансформатора не должен иметь разорванных проволок и следов видимого износа.

После того как индикатор массы (веса) смонтирован и проверена его герметичность, устанавливают стрелку указывающего манометра на деление 10 при свободном крюке. Это делается для того, чтобы можно было в любой момент заметить утечки жидкости из трубочек в местах из соединений.

Через каждые 6 месяцев индикатор массы (веса) независимо от его состояния необходимо демонтировать для осмотра и текущего ремонта. Ремонт индикатора массы (веса) на буровой, связанный хотя бы с частичной разборкой трансформатора давления, указывающего и самопишущего манометров, запрещается. Не разрешается также замена отдельных приборов комплекта.

Вся гидравлическая система заполняется водой, а в зимнее время — смесью воды со спиртом или глицерином. Жидкость, заполняющая систему, должна быть нейтральной по отношению к кислотности и щелочности, обладать малым коэффициентом расширения, не растворять резину и замерзать.

Одно и то же показание индикатора массы (веса) может соответствовать в зависимости от оснастки талевой системы разным действительным массам бурильной колонны.

К каждому индикатору массы (веса) прилагается паспорт, в котором указана цена делений для различных показаний прибора. Цена делений в начале шкалы манометра меньше цены делений в конце шкалы. Это объясняется изменением угла прогиба каната в сторону уменьшения по мере увеличения нагрузки на крюке.

Наиболее удовлетворяют этим условиям 50 %-й раствор глицерина в воде. При отсутствии глицерина применяют разбавленный спирт (40% воды).

Индикаторы массы (веса) применяют не только при бурении, но и при ловильных работах, спуске промежуточных и эксплуатационных колонн и т.д. Внимательное наблюдение за индикатором массы (веса) часто позволяет предотвратить аварии во время спуска бурильной колонны и в процессе других работ. По индикаторной диаграмме инженерно-технические работники изучают процесс бурения, разрабатывают режимы бурения, контролируют соблюдение заданных параметров режима.

Основными недостатками гидравлического индикатора массы (веса) является зависимость показаний от диаметра каната, температуры окружающей среды и утечек жидкости.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ И МЕХАНИЧЕСКИЙ ИНДИКАТОРЫ ВЕСА.

Кроме описанного выше гидравлического, существуют электрический и механический индикаторы массы (веса). Электрический индикатор массы (веса) так же, как и гидравлический, измеряет массу бурильного инструмента по усилию в неподвижном конце талевого каната. Он состоит из датчика с индукционным преобразователем, назначение которого — воспринимать натяжение неподвижного конца талевого каната и отображать это натяжение пропорциональной ЭДС. Он имеет также измеритель записывающего или указывающего типа. К основным преимуществам электрического индикатора массы (веса) относятся: независимость показаний от диаметра каната, возможность осуществления дистанционной передачи, легкость изменения чувствительности прибора, большая точность.

Контрольные вопросы:

- 1. Назовите приборы, при помощи которых осуществляется контроль за параметрами режимов бурения.**
- 2. Что входит в комплект индикатора массы?**
- 3. Что является основным недостатком гидравлического индикатора массы?**
- 4. В чем заключается сущность электрического индикатора массы.**
- 5. Перечислите основные преимущества электрического индикатора массы.**

Раздел 9: Искривления скважин и бурение наклонных скважин.

Урок 34: Подача инструмента

План:

- 1. Условия подачи инструмента и погружения долота.**
- 2. Механическая подача долота в бурении.**
- 3. Забойные устройства для подачи долота.**

1. УСЛОВИЯ ПОДАЧИ ИНСТРУМЕНТА И ПОГРУЖЕНИЯ ДОЛОТА.

Под *подачей инструмента* понимают его вертикальное перемещение на поверхности, которое осуществляется опусканием ведущей трубы в ротор на некоторую величину в результате ослабления (оттормаживания) тормоза лебедки. Под *погружением* долота понимают глубину внедрения долота в породу под влиянием подачи инструмента.

Не следует смешивать величину подачи, производимой сверху бурильщиком или автоматом, с глубиной погружения долота в породу, так как колонна бурильных труб не является абсолютно жесткой системой и испытывает в зависимости от возникающих в ней усилий упругие деформации, компенсирующие разницу между подачей и глубиной погружения долота. Таким образом, погружение долота всегда меньше подачи инструмента, и в то же время любое погружение долота происходит только в результате подачи инструмента. В этом состоит органическая связь и принципиальное различие этих двух понятий.

Подача инструмента, производимая бурильщиком, находящимся на поверхности, должна быть плавной, непрерывной и обеспечивающей такое удельное давление долота на забой, которое превышало бы сопротивляемость горных пород разрушению и создавало наиболее эффективную скорость их разбуривания. Подача инструмента осуществляется при помощи подъемного механизма — буровой лебедки, оборудованной мощным тормозным устройством и талевой системой.

2. МЕХАНИЧЕСКАЯ ПОДАЧА ДОЛОТА В БУРЕНИИ.

Автоматизация и механизация буровых работ, являясь основным путем к облегчению труда и увеличению безопасности, приобретает особое значение в связи с увеличением глубин, мощностей буровых двигателей и внедрением форсированных режимов бурения.

В большинстве случаев передача массы инструмента на забой скважины производится бурильщиком вручную. Бурильщик должен хорошо знать условия бурения в данном районе и в соответствии с этим регулировать подачу инструмента. Выдержать равномерность подачи при помощи тормоза лебедки чрезвычайно трудно. Ручная подача сильно утомляет бурильщика, так как ему приходится одновременно внимательно следить за измерительными приборами, напрягать зрение, слух и, держась за ручку тормоза, по физическим ощущениям судить о характере работы долота на забое. Мастерство бурильщика постигается годами и требует особых физических и психических данных.

Равномерная подача в пределах заданного давления на забой достигается *механизированной подачей*. При этом должны быть выполнены следующие основные требования:

- скорость подачи инструмента должна устанавливаться автоматически в соответствии с крепостью проходимых пород и степенью износа долота;
- скорость подачи должна плавно регулироваться в широких пределах от нескольких десятков метров в 1 ч при бурении в мягких до нескольких сантиметров в крепких породах;
- при остановке гидравлического забойного двигателя, а также значительных перегрузках бурового двигателя, должен быть предусмотрен реверс системы — подъем долота с забоя;
- автомат должен быть прост и надежен в эксплуатации.

Все известные системы устройств для подачи долота (УПД) можно подразделить на следующие основные группы:

- автоматы подачи, работающие в зависимости от величины выделяемой на бурение мощности;
- автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото);
- регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс буровой колонны);
- стабилизаторы массы (веса), осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной величины осевой нагрузки на долото.

Известен целый ряд конструкций УПД. В качестве примера рассмотрим автоматический электрический регулятор подачи типа РПДЭ-3 (рис. 34.1).

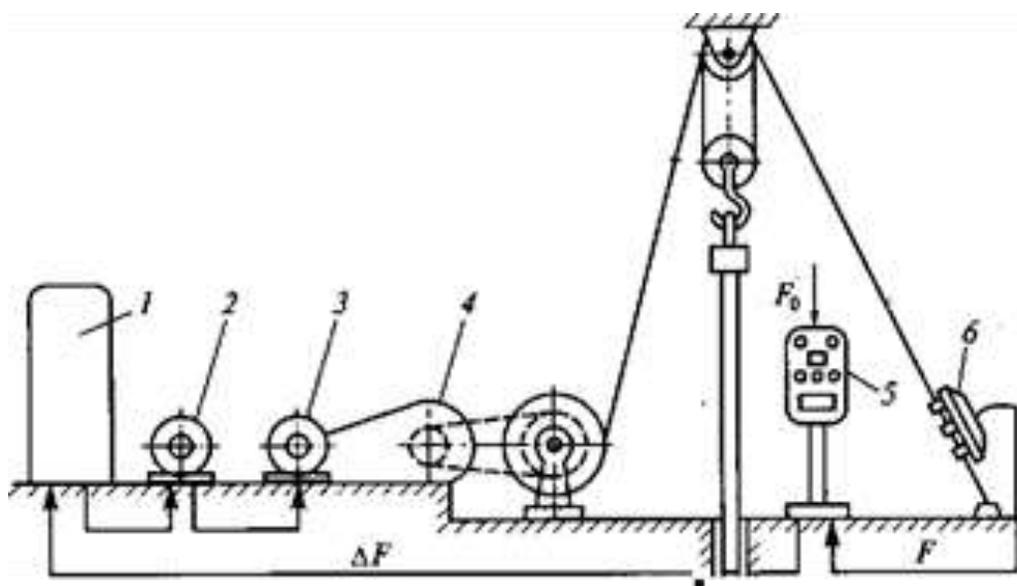


Схема регулятора подачи РПДЭ-3 Рис 34.1

1 — станция управления; 2 — мотор-генератор; 3 — двигатель постоянного тока; 4 — привод редуктора; 5 — пульт управления; 6 — электрический датчик

Этот регулятор предназначен для поддержания режимов бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими двигателями и ротором (при бурении электробуром широкое применение получил автоматический регулятор типа БАР). РПДЭ-3 обеспечивает поддержание:

- заданной осевой нагрузки на долото; нагрузка задается бурильщиком с пульта управления;
- постоянной скорости подъема или подачи бурильной колонны; скорость задается бурильщиком с пульта управления.

Осевая нагрузка на долото измеряется с помощью электрического датчика 6 и передается на пульт управления 5, где сравнивается с величиной F_0 , задаваемой бурильщиком. Разность сигналов АФ поступает на усилители, установленные на станции управления 1. Усилители действуют на обмотку возбуждения мотор-генератора 2, вращаемого асинхронным электродвигателем, питающимся от системы электроснабжения буровой. Мотор-генератор 2 питает двигатель постоянного тока 3, установленный на приводе редуктора 4 и соединенный через цепную передачу и муфты с подъемным валом лебедки. Режим поддержания заданного значения скорости подачи (или подъема) бурильной колонны может применяться для проработки скважины, аварийного подъема бурильного инструмента при отказе главного привода и т. п.

3. ЗАБОЙНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОДАЧИ ДОЛОТА.

Проблема автоматизации глубокого бурения может быть разрешена переносом регулирующего и исполнительных механизмов на забой. Над созданием забойных УПД усиленно работают у нас и за рубежом. Забойные УПД должны обеспечить регулирование параметров режима бурения и сделать его мало зависящим от сил трения, что особенно важно при проходке глубоких и искривленных скважин. Простейшим регулятором такого типа является забойный механизм подачи (ЗМП), который представляет собой гидравлический поршневой механизм. Во время рейса с ЗМП осевая нагрузка остается постоянной. Если нагрузку необходимо изменить, то нужно либо изменить длину УБТ, либо применить ЗМП с другим сечением поршня. Забойный механизм подачи можно использовать при бурении скважины, начиная с глубины 50 м, т.е. с момента, когда в скважину под ротор можно спустить турбобур с долотом и наверху ЗМП. Это особенно важно в тех случаях, когда бурят в крепких породах и с самого начала необходимо создавать большие осевые нагрузки.

Контрольные вопросы:

- 1. Что понимают под подачей инструмента?**
- 2. Каким образом осуществляется подача инструмента в процессе бурения?**
- 3. Назовите основные группы систем устройств для подачи долота?**
- 4. Что обеспечивает РПДЭ-3?**
- 5. Какие вам известны забойные устройства для подачи долота?**

Урок 35: Причины и последствия самопроизвольного искривления ствола скважины.

Урок 36: Предупреждение и борьба с искривлением ствола скважин.

План:

1. Способы предупреждения искривления скважин.
2. Технические средства.
3. Способы ликвидации искривления.

1. СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН.

Способы предупреждения сводят к:

Предупреждениям искривления на начальных этапах бурения (установление ствола ротора по уровню, установка направляющей колонны, удержание ведущей трубы в процессе углубки в вертикальном положении и т.д).

В процессе бурения:

К профилактическим мерам в процессе бурения относят выбор соответствующей компоновки нижней части бурильной колонны КНБК и регулирование параметров режимов бурения в процессе бурения.

В практике получили распространение три способа предупреждения искривления по типу КНБК:

- По типу отвеса;
- Центрирование нижней части бурильной колонны;
- Основанная на эффекте гироскопа;

Принцип отвеса основан на максимальном увеличении массы колонны в призабойной части, при этом осевая нагрузка должна быть такой, чтобы предотвратить искривление колонны, но зачастую такая осевая нагрузка не обеспечивает эффект разрушения горной породы, для этого используют дополнительную нагрузку, что приводит к изгибу колонны бурильных труб.

Критическая осевая нагрузка 1го порядка – это нагрузка при которой колонна бурильных труб начинает изгибаться.

Для центрирования нижней части колонны используют различные технические средства.

Принцип гироскопа используется только при бурении с помощью турбобуров.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА.

К *техническим средствам* относят: *калибраторы, центраторы, стабилизаторы.*

Калибраторы требуются не только для того чтобы обеспечить плавный набор угла искривления, но и для качественной обработки внутренней поверхности скважины, необходимой для обеспечения беспрепятственного прохождения бурильной колонны с механизмом искривления. Кроме того, калибратор предотвращает самопроизвольное отклонение скважины от заданного направления. Опыт бурения наклонных скважин показывает, что диаметр калибратора должен быть равен диаметру долота с отрицательным допуском в пределах 1 мм.

Центраторы применяют для предупреждения искривления ствола при бурении скважины. Наличие центраторов позволяет применять более высокие осевые нагрузки на долото.

Стабилизаторы – это опорно-центрирующие элементы для сохранения жесткой соосности бурильной колонны в стволе скважины на протяжении некоторых наиболее ответственных участков от центраторов они отличаются большей длиной.

В порядке уменьшения интенсивности искривления скважин существующие долота распределяются следующим образом:

- Лопастные
- Одношарошечные
- Алмазные
- 3-х шарошечные
- Многошарошечные

Это связано с формой торца ПРИ. При каждом подъеме бурильного инструмента бурильщик должен осмотреть и замерить калибрующие и опорные элементы и результаты записать в буровой журнал. В процессе бурения замер искривления необходимо производить через каждые 50 метров минимум.

3. СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ИСКРИВЛЕНИЯ.

В процессе бурения искривление иногда может достигнуть таких значений, что дальнейшая углубка скважины может стать технически невозможной, либо экономически нецелесообразными.

В таких случаях есть два варианта:

- 1) Полностью ликвидировать скважину и начать новую;
- 2) Исправление искривленного ствола в той же скважине;

Осуществляется с использованием цементного моста, отклоняющего клина, выбирают наиболее прямолинейный участок скважины, устанавливают цементный мост и начинают с бурения навеса – как роторным так и турбинным способом.

Контрольные вопросы:

1. **Какие способы предупреждения искривления по типу КНБК вы знаете?**
2. **В чем заключается принцип отвеса?**
3. **Что относится к техническим средствам ликвидации искривления скважин?**
4. **Какие способы ликвидации искривления вы знаете?**
5. **Что такое критическая осевая нагрузка 1го порядка?**

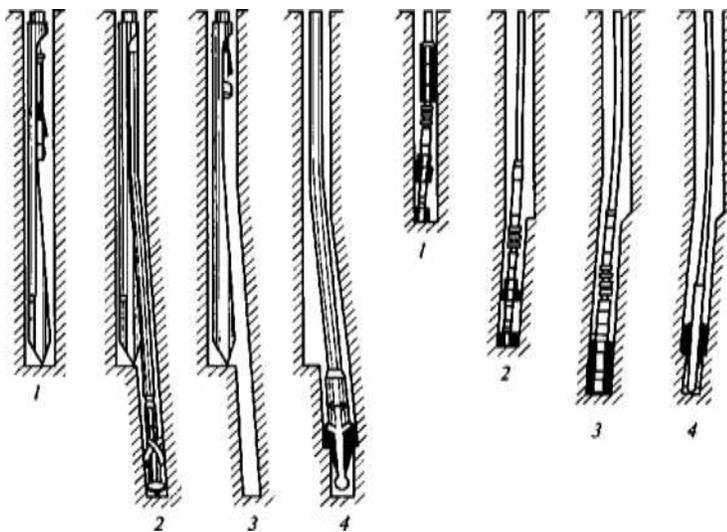
Урок 37: Ориентированный спуск бурильной колонны.

План:

1. Ориентированный спуск бурильной колонны.
2. Забойное ориентирование отклонителя.

1. ОРИЕНТИРОВАННЫЙ СПУСК БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.

Бурение наклонной скважины по заданному профилю возможно в том случае, когда, начиная с момента забуривания, отклонитель точно ориентируется в проектном азимуте. До набора кривизны в 5° ориентирование отклонителя производят путем непрерывного прослеживания с поверхности его положения в скважине во время спуска бурильной колонны. Известно много способов ориентированного спуска (визирование на один намеченный ориентир каждой бурильной свечи, спускаемой в скважину при помощи визирной трубы; непрерывное измерение теодолитом углов поворота свечей при спуске; по меткам на бурильных трубах и т.д.).



Отклоняющие приспособления для бурения наклонных скважин роторным способом рис 37.1

а — работа с отклоняющим клином: 1 — установка клина; 2 — забуривание ствола; 3 — извлечение клина; 4 — расширение ствола;

б — работа с шарнирным отклонителем: 1 — установка отклонителя; 2, 3 — забуривание наклонного ствола; 4 — расширение ствола

В практике наклонного бурения наибольшее распространение получили методы *прямого визуального ориентирования* отклонителя путем прослеживания его действия при спуске инструмента по меткам. Для осуществления этого способа ориентирования первоначально бурильный инструмент подготавливают: наносят метки на замках бурильных труб по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны: шаблон с уровнем или шаблон типа ОБШН.

Бурильную трубу выкатывают на мостки и на один из замков устанавливают шаблон типа ОБШН. Перемещая шаблон вокруг оси бурильной трубы, совмещают пузырек уровня с центральными делениями на пробирке. В этот момент вдоль скоса, размер которого соответствует размеру данной трубы, прочерчивают линию. Затем шаблон переносят на другой замок трубы, следя за тем, чтобы положение трубы было неизменным. Шаблон снова устанавливают с той же стороны от оси трубы и повторяют ту же операцию. Операции с шаблоном Григоряна производят аналогично рассмотренному выше, только линия прочерчивается по среднему острию шаблона. По этим линиям секачем или путем наварки наносят метки (+). Все другие метки на трубе должны быть ликвидированы.

На буровой установке нужно иметь столько труб с метками, сколько требуется их для спуска до глубины искривления и дополнительно семь-восемь труб для наращивания в процессе работы.

После проведения подготовительных работ приступают к сборке отклоняющей компоновки. Компоновка собирается согласно программе работ на проводку скважины, включает в себя долото, забойный двигатель, отклоняющее устройство (чаще всего кривой переводник) УБТ и спускается в скважину для забуривания наклонного ствола. Для того чтобы знать положение отклонителя, при спуске инструмента фиксируют взаимное положение меток на трубах каждого соединения. Расстояние между метками определяют металлической рулеткой.

2. ЗАБОЙНОЕ ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЯ.

В *наклонную скважину*, имеющую наклон у забоя больше 3° , бурильную колонну можно спускать так же, как в обычную вертикальную скважину. В этом случае отклонитель на забое ориентируют в нужном направлении при помощи инклинометра с электромагнитной буссолью и магнитного переводника. Скважинное ориентирование отклонителя инклинометрами с магнитной буссолью и магнитным переводником основано на использовании многоточечных инклинометров, в которых азимут измеряется с помощью электромагнитных бусселей. Инструмент включает в себя колонну бурильных труб 5, заканчивающуюся в нижней части диамагнитной трубой 6 (из стали марки 1Х18Н9Т или алюминиевого сплава Д16Т). На нижнюю часть диамагнитной трубы навинчивают переводник 7, в котором закрепляют источник магнитного поля. Магнитный переводник 7 связан с ограничительным переводником 9 и кривым переводником 10, между которыми закреплена крестовина. Далее следует забойный двигатель.

После спуска инструмента до забоя в муфту верхней трубы ввинчивают переводник 4 с вращающейся втулкой 3, на которой укрепляют каротажный ролик 2. Внутри бурильных труб на кабеле / спускают инклинометр электромагнитной буссолью. Азимут ствола скважины предварительно замеряют в диамагнитной трубе над магнитным переводником. Положение отклонителя фиксируют отбитием точки в магнитном переводнике. Руководствуясь данными замеров, ротором поворачивают трубы до желаемого положения отклонителя, а затем повторным отбитием точки замера проверяют правильность установки отклонителя. После этого инклинометр извлекают из бурильной колонны, отмечают положение инструмента, навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат), фиксируют одно из ребер и после стопорения ротора начинают бурение.

Рассмотренный выше способ забойного ориентирования отклонителя в настоящее время наиболее широко применяется в практике отечественного бурения. Известны и иногда применяются другие способы забойного ориентирования отклонителя. К ним следует

отнести ориентирование отклонителя при помощи самоориентирующихся приборов (приборы Шаньгина-Кулигина, Амбарцумова и т.п.), спускаемых в бурильные трубы. Принцип действия этих приборов основан на использовании эффекта отвеса, возникающего при наклонном положении прибора в скважине.

Можно осуществлять забойное ориентирование отклонителя при помощи инклинометра диамагнитных труб без магнитного переводника. В этом случае над отклонителем навинчивают диамагнитные трубы. В отклонитель вваривают так называемые *ножи* — продолговатые пластинки, с одной стороны имеющие зубья пилообразной формы. Два ножа устанавливают строго параллельно плоскости действия отклонителя, причем наклонная часть зубьев должна быть обращена в сторону отклонителя. Инклинометр с удлинителем со свинцовой печатью спускают в скважину и ставят на ножи. На ножах инклинометр выдерживают 3-5 мин, осторожно снимают с них и поднимают на поверхность. Далее производят необходимые измерения.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие способы ориентированного спуска вы знаете?**
- 2. Какие методы наклонного бурения получили наибольшее распространение?**
- 3. В каких случаях возможно бурение наклонной скважины по заданному профилю?**
- 4. Назовите людей, в честь которых были названы одни из самоориентирующихся приборов?**
- 5. Что такое “Ножи” при ориентированном спуске бурильной колонны ?**

Урок 38: Бурение наклонно-направленных скважин

План:

1. Общие сведения
2. Профили наклонно-направленных скважин
3. Отклоняющие устройства
4. Особенности режимов бурения наклонно-направленных скважин

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Наклонно-направленной скважиной называется скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья. Наклонное бурение в настоящее время широко применяется при бурении скважин на нефть, газ и твердые полезные ископаемые. Существует два способа бурения наклонных скважин:

1. *Роторный*, представляющий собой прерывистый процесс искривления ствола скважины последовательными зарезками (уходами в сторону);
2. *Забойными двигателями*, обеспечивающий непрерывный процесс искривления ствола скважины.

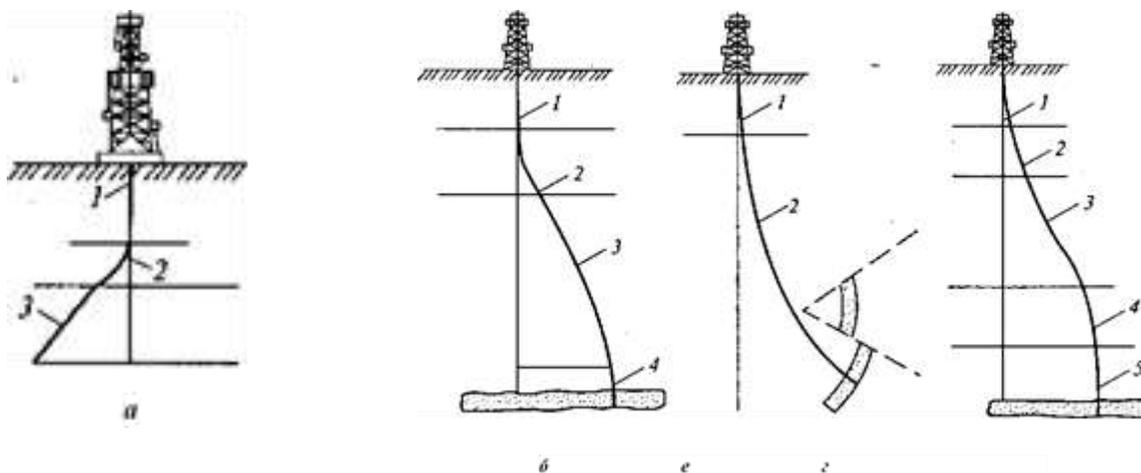
В Российской Федерации подавляющее большинство наклонно-направленных скважин бурят с применением забойных двигателей, тогда как за рубежом преобладает бурение таких скважин роторным способом, а забойные двигатели в основном используют только на участке набора кривизны в заданном направлении. Отечественные и зарубежные специалисты считают наиболее перспективными для набора кривизны в заданном направлении винтовые забойные двигатели. Эти двигатели имеют гораздо большую мощность, чем турбобуры, более низкую частоту вращения вала, что благоприятно сказывается при наборе кривизны.

2. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН.

Профиль наклонной скважины должен быть таким, чтобы при минимальной затрате средств и времени на ее проходку было обеспечено выполнение задачи, поставленной при бурении данной скважины.

При бурении наклонно-направленных скважин наибольшее распространение получили четыре типа профилей (рис. 8.5).

Профиль I (см. рис. 8.5, а) — наиболее распространенный. Состоит из трех участков: верхнего участка 1— вертикального, второго участка 2, выполненного по плавной кривой, и третьего участка 3 - по наклонной прямой. Этот профиль рекомендуется в основном для бурения наклонных скважин на однопластовые месторождения с большими отклонениями при средней глубине скважины.



Профили наклонных скважин рис 38.1:

а — профиль I; *б* — профиль II; *в* — профиль III; *г* — профиль IV; / — вертикальный участок; 2 — участок с нарастающей кривизной; 3 — наклонная прямая; 4 — участок с убывающей кривизной; 5 — вертикальный участок

Профиль III (см. рис. 8.5, в) — менее распространен, чем первые два. Состоит из двух участков: верхнего участка / — вертикального и второго участка 2, выполненного по кривой, постепенно увеличивающей угол наклона ствола. Бурение скважин по такому профилю осуществляется в тех случаях, когда необходимо выдержать заданные углы входа ствола скважины в пласт.

Профиль IV (см. рис. 8.5, г) — применяется при бурении глубоких наклонных скважин. Этот профиль отличается от предыдущих тем, что к вертикальному участку 1, участку 2, выполненному по кривой, и участку 3, представляющему наклонную прямую, добавляется криволинейный участок 4, характеризующийся снижением полученной кривизны, т.е. выхолаживанием ствола, доходящим до вертикали, и прямой вертикальный участок 5.

Профиль такого типа следует применять в тех случаях, когда нижний участок скважины имеет несколько продуктивных горизонтов.

Рассмотренные выше профили представляют собой кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости. Такие профили называются *профилями обычного типа*. В бурении иногда приходится прибегать к профилям, которые представляют собой пространственную кривую линию, напоминающую винтовую или спиральные линии — *профили пространственного типа*. Скважины по профилю этого типа бурят в тех районах, где велико влияние геологических условий на самопроизвольное искривление ствола

скважины. При построении профиля таких скважин стремятся максимально использовать закономерности самопроизвольного искривления скважин и тем самым свести к минимуму интервалы бурения с отклонителем. В Российской Федерации бурение наклонно-направленных скважин с профилем пространственного типа распространено в Грозненском нефтяном районе.

3. ОТКЛОНЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА.

Назначение *отклоняющих устройств* — создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины в целях искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурительных колонн. Они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

В турбинном бурении в качестве отклоняющих устройств применяют *кривой переводник, турбинные отклонители типа ТО и ШО, отклонитель Р-1, отклонитель с накладкой, эксцентричный ниппель* и др.; в *электробурении* — в основном *механизм искривления (МИ)*; в *роторном бурении* — *отклоняющие клинья, шарнирные отклонители* и др.

Рассмотрим некоторые *отклонители*:

Кривой переводник — это наиболее распространенный и простой в изготовлении и применении отклонитель при бурении наклонно-направленных скважин. Он представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом 1-4" нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях — на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8-24 м крепят непосредственно к забойному двигателю.

Отклонитель Р-1 выполняется в виде отрезка УБТ, оси присоединительных резьб которой перекошены в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси. Отклонитель Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

Отклонитель с накладкой — это сочетание кривого переводника и турбобура, имеющего на корпусе накладку. Высота накладки выбирается такой, чтобы она не выдавалась за габаритные размеры Отклонитель Р-1 долота. Отклонитель с накладкой при применении односекционных турбобуров обеспечивает получение больших углов наклона скважины. Его рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо установить трубы малой жесткости (немагнитные или обычные бурительные трубы).

Отклоняющее устройство для секционных турбобуров представляет переводник, соединяющий валы и корпуса верхней и нижней секции турбобура под углом 1,5-2,0°, причем валы соединяются с помощью муфты.

Турбинные отклонители (ТО) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов — через специальный шарнир. Серийно выпускаются *турбинные отклонители* и шпиндели-отклонители (ШО).

Турбинные отклонители имеют следующие преимущества:

- кривой переводник максимально приближен к долоту, что увеличивает эффективность работы отклонителя;
- значительно уменьшено влияние колебания осевой нагрузки на величину отклоняющей силы на долоте, что позволяет получить фактический радиус искривления, близкий к расчетному.

Недостаток турбинных отклонителей — малая стойкость узла искривленного соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде накладки, приваренной к ниппелю турбобура. Применяется этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки с резиновой рессорой. Накладка приваривается к ниппелю турбобура. Этот отклонитель применяют при бурении в породах, где эксцентричный ниппель не применим из-за опасности прихватов. Механизм искривления — это отклонитель для бурения наклонно-направленных скважин электробуром. В таких механизмах валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Отклонение ствола скважин от вертикали в роторном бурении осуществляется с помощью *клиновидных* или *шарнирных* отклонителей. Отклонители применяют только в начальный момент для придания стволу скважины необходимого искривления. После того как ствол скважины отклонен в необходимом направлении, дальнейшие работы по искусственному искривлению ствола производят различными компоновками низа бурильной колонны при соответствующих режимах бурения. Применяют *несъемные отклонители*, остающиеся в скважине, и съемные, которые удаляют после того как пробурят в установленном направлении около 15 м нового ствола. Несъемные отклонители применяются в *обсаженных скважинах*.

4. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.

При бурении наклонно-направленных скважин верхнюю часть скважины бурят обычным роторным способом. При этом режим бурения, как правило, ничем не отличается от режима бурения для вертикальных скважин. Вертикальный и искривленный участки скважины бурят долотами одного и того же типоразмера, если окончание бурения вертикального участка ствола не было сопряжено со спуском колонны или кондуктора. Если при бурении мягких пород вертикальной части скважины допускается применение долот лопастного типа, то при бурении интервалов, характеризующихся набором кривизны, независимо от проходимых пород, рекомендуется применять трехшарошечные долота. Это обусловлено тем, что трехшарошечные долота при одних и тех же осевых

нагрузках требуют меньших вращающих моментов, работают более плавно, и угол закручивания колонны бурильных труб от реактивного момента на турбине меняется в значительно меньших пределах, чем при бурении долотами лопастного типа. Продолжительность *первого рейса* в твердых и крепких породах ограничивается стойкостью долота, а в мягких породах — необходимостью контрольного замера кривизны и азимута ствола скважины.

Обычно стремятся при первом, максимум при втором рейсе, набрать 5° с тем, чтобы в дальнейшем пользоваться забойным ориентированием бурильной колонны. Если замеры показывают, что интенсивность искривления недостаточна, то при следующем рейсе забойный двигатель спускают с отклонителем, обеспечивающим более интенсивное искривление, и наоборот, если интенсивность искривления была чрезмерной, с забойным двигателем спускают отклонитель, обеспечивающий меньший набор искривления.

В случае незначительного отклонения азимута искривления от проектного его можно корректировать в процессе последующих долблений. Если же в силу каких-либо причин полученный азимут резко отличается от проектного, то следует поставить цементный мост и забурить ствол в нужном азимуте.

Особое внимание при наклонно-направленном бурении должно быть обращено на качество бурового раствора.

При больших искривлениях индикатор массы (веса) часто не отражает фактической нагрузки на забой скважины, что объясняется передачей части массы бурильной колонны на стенки скважины. В этих случаях необходимо периодически приподнимать и иногда проворачивать бурильную колонну.

Для ускорения процесса бурения наклонно-направленных скважин и соблюдения заданного профиля по всему стволу должны быть выполнены следующие основные требования:

- первый замер кривизны и азимута ствола скважины не должен иметь погрешностей;
- первый ориентированный спуск бурильной колонны в скважину должен происходить с соблюдением всех соответствующих правил;
- работа должна производиться только с исправными аппаратами для забойного ориентирования отклонителя;
- кривизну и азимут ствола скважины следует систематически проверять инклинометром не реже чем через 50-75 м проходки;
- все резьбовые соединения при спуске и наращивании инструмента должны крепиться машинными ключами.

Работы по креплению ствола скважин при наклонно-направленном бурении, испытание скважин на герметичность, на приток нефти, а также каротажные работы ничем не отличаются от аналогичных работ при бурении вертикальных скважин.

Контрольные вопросы:

1. Для чего нужны наклонно-направленные скважины?
2. Назовите способы бурения наклонных скважин.

3. Какие профили наклонных скважин вы знаете? Какой из них наиболее распространен в настоящее время?
4. Назначение отклоняющих устройств.
5. Виды отклоняющих устройств.
6. Какие отклоняющие приспособления используются в роторном бурении?
7. Опишите требования, необходимые для ускорения процесса бурения наклонно-направленных скважин.
8. На что необходимо обращать внимание при наклонно-направленном бурении?
9. В чем заключаются особенности технологии бурения наклонно-направленных скважин?
10. Назовите один из недостатков турбинных отклонителей.

Урок 39: Зарезка боковых стволов

План:

1. Общие сведения о зарезке боковых стволов.
2. Методы зарезки боковых стволов.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет *уплотнение скважин*. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда:

- вырезание участка колонны
- бурение с отклоняющего клина

Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей.

Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет.

Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками.

Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, полгие скважины и тд).

2. МЕТОДЫ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.

Как было сказано выше, существуют две принципиально различающиеся методики зарезки боковых стволов из скважин бездействующего фонда - *вырезание участка колонны* и *бурение с отклоняющего клина*.

К бурению с *вырезанием участка колонны* нужно отнести и бурение скважин с извлечением незацементированной колонны с бурением полноразмерного ствола. Не останавливаясь на особенностях при зарезке таких скважин, так как нет никакого различия

от бурения обычных наклонно-направленных скважин, сразу рассмотрим два других варианта.

Традиционный вариант - вырезание протяженного участка, с тем чтобы было возможно при зарезке бокового ствола удалить от магнитных масс магнитометрические датчики забойных телеметрических систем контроля траектории ствола. При этом варианте существенны затраты связанные со временем, а именно:

Вероятность вырезания участка достаточного для выполнения технологической операции за один спуск мала, необходима неоднократная смена вооружения вырезающего устройства.

Кроме установки обязательных изоляционных мостов возникает необходимость установки дополнительного цементного моста, на который в последующем и наращивается основной мост.

Достаточно сложен и продолжителен процесс наработки желоба и начала бурения нового ствола, особенно учитывая малые диаметры долота, забойного двигателя и бурильного инструмента.

Проблематична зарезка бокового ствола по данной технологии при больших (свыше 30 градусов) зенитных углах, так как эксцентричная работа трубореза приводит к быстрому износу вооружения и даже его поломке.

Небольшая коррекция рассматриваемого варианта повысила шансы по возможности применения технологии. В связи с тем, что абсолютное большинство эксплуатационных скважин наклонно-направленные и точка зарезки выбирается на криволинейном или, что происходит чаще, наклонном участке можно считать заведомо известным азимут. В этом случае нет необходимости вырезания участка колонны большой протяженности, достаточно вырезать столько, сколько нужно для обеспечения отклонения для выхода бурильной колонны из обсадной. В зависимости от диаметров колонн и проектных интенсивностей это составляет от 6 до 10 метров, что существенно меньше по сравнению с предыдущим вариантом, где протяженность участка вырезания составляет не менее 18 метров.

Несмотря на существенное, по сравнению с базовой технологией, сокращение затрат времени общие затраты времени на бурение боковых стволов были не ниже чем на бурение новых скважин, а сокращение материальных затрат - малым утешением при получении стволов меньшего диаметра. На территории России технология бурения боковых стволов из вырезанного участка колонн полностью вытеснена технологией *зарезки с отклоняющего клина (уипстока)*. В свою очередь, технология зарезки с уипстока разделяется на несколько подвариантов. В настоящее время практически все сервисные компании по зарезке боковых стволов перешли на комплекты *райберов*, позволяющих за один спуск создать окно, для дальнейшего бурения бокового ствола и основная разница заключается в способах *заякоривания*. Наиболее распространены якоря с упором на забой. Недостатками таких якорей являются:

- Необходимость установки надежного опорного цементного моста, на что требуются существенные затраты времени.
- Механическое заякоривание требует создание определённых нагрузок и если раскрытие запроектировано на небольшое усилие, то высока вероятность как

преждевременного срабатывания его в стволе при спуске, так и поворота при бурении. В случае необходимости создания больших нагрузок для заякоривания возникают проблемы с созданием этих нагрузок, особенно в наклонно-направленном стволе.

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение зарезке боковых стволов.**
- 2. Назовите наиболее распространенные методики зарезки боковых стволов.**
- 3. Опишите технологию зарезки с отклоняющего клина.**
- 4. В чем заключаются недостатки якорей с упором на забой?**
- 5. Чему способствует применение технологии ЗБС?**

Раздел 10: Кустовое многозабойное бурение

Урок 40: Кустовое бурение скважин.

План:

- 1. Общие сведения о кустовом бурении.**
- 2. Технология кустового бурения.**

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КУСТОВОМ БУРЕНИИ

Кустовым бурением называют такой способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а забои находятся в точках, соответствующих геологической сетке разработки нефтяного (газового) месторождения.

Одним из главных *преимуществ кустового бурения* является значительное сокращение земельных площадок, приходящихся на одну буровую, и сокращение за счет этого потерь сельскохозяйственных угодий. Кроме того, кустовое бурение скважин дает возможность значительно сократить строительные-монтажные работы в бурении, уменьшить объем строительства дорог, водопроводов, линий электропередачи и связи и т.д., улучшить руководство буровыми работами и обслуживание эксплуатационных скважин. Наиболее выгодно вести кустовое бурение на морских месторождениях, в горной, лесной и болотистой местностях, где возведение промысловых сооружений и строительство дорог и коммуникаций затруднены и требуют больших капиталовложений.

Очень широкое распространение получило бурение наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. В сложных природно-климатических условиях на затапливаемой и сильно заболоченной территории выполняется большой объем буровых работ. Высокие темпы строительства скважин в сочетании с использованием кустового метода разбуривания месторождений предъявляют большие требования к уровню технологии наклонного бурения.

2. ТЕХНОЛОГИЯ КУСТОВОГО БУРЕНИЯ.

До начала бурения первой скважины составляется план куста, в котором показывается расположение устьев скважин, очередность их бурения, направление перемещения буровой установки, проектные азимуты и отклонения забоев скважин. При этом необходимо, чтобы в направлении перемещения буровой установки располагалось минимально возможное число проектных забоев скважин.

Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения буровой установки до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки.

Расстояние между устьями двух соседних скважин определяется прежде всего исходя из необходимости установки агрегатов для ремонта скважин, а также размещения станков-качалок. При выборе расстояния между устьями принимается во внимание также длина

вертикального участка скважины и траектория ствола предыдущей скважины. При этом расстояние между устьями двух соседних скважин должно быть не менее 3 м. Если предыдущая скважина искривлена в направлении движения буровой установки, то расстояние между устьями может быть увеличено.

При бурении наклонных скважин с кустовых площадок для сохранения вертикального верхнего участка ствола необходимо обеспечить:

- центровку вышки, горизонтальность стола ротора;
- соосность резьбовых соединений нижней части бурильной колонны и прямолинейность УБГ;
- бурение верхнего интервала вести с поворотом инструмента;
- использование при необходимости центрирующих устройств. Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола двух соседних скважин должно быть не менее 30 м, если разница в азимутах забуривания менее 10° ; не менее 20 м, если разница составляет $10-20^\circ$; Юм, если азимуты забуривания отличаются более чем на 20° .

Глубина забуривания наклонного ствола выбирается в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения буровой установки до проектного направления на точку по часовой стрелке:

- если указанный угол равен $60...300^\circ$, то первая скважина забуривается с минимальной глубины; глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается больше, чем предыдущей;
- если угол между направлением движения буровой установки и проектным азимутом равен $60-120^\circ$ или $240-300^\circ$, допускается забуривание выше, чем в предыдущей скважине;
- при величине вышеуказанного угла, равной $0-60^\circ$ или $300-360^\circ$, первая скважина забуривается с большей глубины, глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается меньше, чем предыдущей.

При забуривании наклонного ствола выше, чем в предыдущей скважине и в случае, когда предыдущая скважина является вертикальной, необходимо выполнять следующие требования:

- перед спуском отклонителя замерить угол и азимут первого участка профиля; при искривлении ствола более Γ - забуривание вести с учетом опасности встречи стволов;
- не допускается пересечение плоскостей бурящейся и ранее пробуренных скважин;
- контроль за траекторией ствола следует осуществлять двумя инклинометрами.

При бурении скважин одного куста должны применяться отклонители с одинаковой интенсивностью набора кривизны, не превышающей 2° на 10 м.

Зона вокруг ствола скважины с радиусом, равным 1,5 % текущей глубины рассматриваемой точки за вычетом длины вертикального участка, но менее 1,5 м, считается опасной с точки зрения встречи стволов. Если в процессе бурения выявляется,

что возможно соприкосновение опасных зон двух скважин, бурение продолжается с соблюдением мер, исключающих повреждение обсадной колонны, или осуществляются работы по корректированию траектории скважины.

При сближении стволов необходимо делать промежуточные замеры: при бурении с отклонителем — через 25 м, на прямолинейном участке — через 200...300 м, а также контролировать взаимное положение стволов и расстояние между ним.

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение кустовому бурению.**
- 2. Назовите преимущества кустового бурения.**
- 3. Каким образом выбирается глубина забуривания наклонного ствола?**
- 4. Что необходимо делать при сближении стволов?**
- 5. Что такое план куста?**

Урок 41: Двуствольное, многозабойное бурение

План:

1. Многозабойные скважины
2. Горизонтальные и горизонтально-разветвленные скважины

1. МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ

Многозабойными (многоствольными) считаются скважины, из которых пробурены ответвляющиеся стволы для решения различных технико-геологических задач (рис. 8.16). Любая многозабойная скважина является наклонно-направленной, так как для бурения нового ответвления требуется отклонить ствол от первоначального направления. Горизонтально разветвленные скважины — это разновидность многозабойных, так как их проводят аналогичными способами, но в конечном интервале бурения зенитный угол доводят до 90°.

К конструкции многозабойной скважины предъявляются следующие основные требования:

- ствол скважины должен позволять прохождение к забоям стволов бурящейся скважины и отклоняющих компоновок требуемых геометрических параметров
- во всех интервалах ствола должна быть возможность искривления скважины с максимальной интенсивностью;
- все участки скважины должны обеспечивать возможность крепления искривленных интервалов обсадными трубами;
- по возможности ствол скважины должен позволять проведение геофизических исследований.

Технология проводки многозабойной скважины сводится к следующему. До кровли продуктивного пласта или же несколько выше бурят обычную скважину. От нее в продуктивном пласте в разные стороны бурятся ответвления (дополнительные стволы). В первую очередь до проектной глубины проводится ствол, имеющий максимальное проектное отклонение. Последующие дополнительные стволы забуриваются из него последовательно снизу вверх. В случае если продуктивный пласт сложен неустойчивыми породами, ограничиваются бурением одного ствола с горизонтальным вхождением в пласт. После того как многозабойная скважина пробурена, ее, как правило, до места зарезки самого верхнего дополнительного ствола обсаживают колонной.

2. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ И ГОРИЗОНТАЛЬНО-РАЗВЕТВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ

Для бурения резко пологих дополнительных пластов были разработаны специальные компоновки низа бурильной колонны. Основной частью этих компоновок является короткий забойный двигатель, позволяющий производить искривление стволов с радиусом кривизны порядка 25... 50 м вместо 250 м и выше, получаемых при работе стандартными забойными двигателями. Кроме того, сравнительно небольшая масса и малая длина коротких забойных двигателей позволяют значительно эффективнее использовать момент упругих сил, создаваемый обычными отклонителями. В случае если наклонно-направленная скважина заканчивается горизонтальным участком, она называется

горизонтальной скважиной. Горизонтальная часть ствола скважины может достигать многих сотен метров (рис. 8.17). Процесс бурения таких скважин часто называется *горизонтальным бурением*. Несмотря на то, что горизонтальное бурение применялось в течение многих лет, этот вид бурения в последнее время применяется во все возрастающих объемах. Благодаря достижениям в совершенствовании оборудования для горизонтального бурения в последние годы, горизонтальное бурение превратилось из нового метода в надежный, проверенный процесс, широко применяемый как у нас в стране так и за рубежом. Одним из важнейших направлений в области интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения считается разработка нефтяных месторождений с помощью горизонтально-горизонтальной скважиныных и горизонтально разветвленных

скважин. Опыт бурения многозабойных, горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин показал, что достоверность ориентирования отклонителя в скважине с помощью инклинометра и магнитного переводника при углах наклона 30° и более существенно снижается, а при углах более 45° надежно сориентировать отклонитель не удастся. При бурении горизонтальных скважин необходимо использовать специальный магнитный переводник с несколькими магнитами, размещенными в вертикальной плоскости, и специальный инклинометр для ориентирования отклонителя при больших зенитных углах.

Контрольные вопросы

- 1. Каковы основные причины и последствия самопроизвольного искривления ствола скважины?**
- 2. Какие основные профилактические меры необходимо применять против самопроизвольного искривления ствола скважины?**
- 3. Чем производится измерение искривления скважин?**
- 4. Для чего и как бурятся наклонно-направленные скважины?**
- 5. Какие применяются профили наклонно-направленных скважин?**
- 6. Какие отклоняющие приспособления применяются при турбинном и роторном способах бурения наклонных скважин?**
- 7. Как осуществляется ориентированный спуск бурильной колонны в скважину?**

Урок 42: Обязательная контрольная работа

Раздел 11: Аварии в бурении и их предупреждение и методы ликвидации

Урок 43: Виды аварий, их причины и меры предупреждения.

План:

- 1. Понятие об аварии и осложнении.**
- 2. Виды и причины аварий.**
- 3. Предупреждение аварий.**

1. ПОНЯТИЕ ОБ АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИИ

Под *аварией* понимают непреднамеренное прекращение углубки буровой скважины, вызванное нарушением ее состояния или находящегося в ней бурового инструмента, а также оставлением в ней геофизических или гидрогеологических приборов, случайным падением посторонних предметов.

На ликвидацию аварий и их последствий непроизводительно затрачиваются время и средства. Иногда из-за тяжелых аварий скважина не может быть доведена до проектной глубины. Частые ликвидации аварий приводят к преждевременному износу бурового оборудования, инструмента и ухудшают техническое состояние скважины.

Осложнением называется затруднение углубки буровой скважины, вызванное нарушением ее состояния. К осложнениям в бурении относятся: поглощения промывочной жидкости, вывалы и сужения стенок скважины, водо- и газопроявления при высоких пластовых давлениях, каверно- и желобообразования, непроизвольная проходка нового ствола и т. п. Осложнения в основном вызываются геологическими причинами.

В отличие от аварии буровой снаряд при осложнении может быть поднят из скважины обычным способом. Но во многих случаях после геологических осложнений возникают сложные аварии (чаще всего прихваты). Снижение аварийности является одним из внутренних резервов повышения производительности бурения.

2. ВИДЫ И ПРИЧИНЫ АВАРИЙ

В *колонковом бурении* могут быть выделены четыре основные группы аварий:

1. обрывы труб и породоразрушающих инструментов;
2. прихваты труб и породоразрушающих инструментов;
3. развертывание труб и породоразрушающих инструментов;
4. падение бурового снаряда, труб и посторонних предметов в скважину.

Каждую из перечисленных аварий можно разделить на типы в соответствии с частями бурового снаряда: аварии с бурильными, обсадными, колонковыми трубами и породоразрушающими инструментами. Часто аварии не укладываются в определенные типы, а являются комбинированными. Например, обрыв с последующим прихватом или наоборот.

Типы аварий определяют методы их ликвидации и необходимые при этом инструменты и механизмы.

Причины возникновения аварий бывают субъективные — когда аварии происходят по вине бурового персонала, и объективные, не зависящие от него.

Субъективные причины могут быть подразделены на два вида — обусловленные сознательным нарушением основных правил предупреждения аварий и являющиеся результатом неопытности или недостаточной квалификации рабочих и ИТР. Аварии в основном происходят по субъективным причинам.

Причины возникновения аварий по геолого-техническим факторам можно подразделить на следующие виды:

1. *Геологические*: обваливающиеся и пучащиеся породы, пльвуны, карсты, каверны, поглощающие горизонты, водо- и газопроявления и др.
2. *Технические*: плохое качество, низкая прочность, конструктивные недостатки, неисправность и недопустимый износ, плохие эргономические показатели оборудования и инструмента.
3. *Технологические*: нарушение рациональных режимов бурения, крепления, тампонирувания; неправильный выбор рецептур промывочных жидкостей, тампонажных смесей и т. п.
4. *Организационные*: невыполнение общепринятых мероприятий по предупреждению аварий, частые простои и остановки буровых агрегатов, низкая трудовая дисциплина, недостаточно высокая квалификация обслуживающего персонала, несовершенная диспетчерская служба и снабжение и т. п.
5. Кроме непосредственных причин существует ряд косвенных факторов, уменьшающих или увеличивающих вероятность аварий: скорость бурения, глубина и конструкция скважин, наличие контрольно-измерительных приборов, интенсивность искривления, степень механизации и автоматизации т. п.

3. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ

Предупреждение аварий ведется путем устранения их причин, внедрения профилактических мероприятий, совершенствования основного бурового оборудования и инструмента, технологии бурения, а также ловильных инструментов и методов ликвидации аварий. Следует помнить, что аварию легче предупредить, чем устранить.

К профилактическим мероприятиям по предупреждению аварий относятся:

- постоянное повышение квалификации бурового персонала;
- изучение опыта безаварийной работы лучших буровых бригад;
- анализ аварий на технических совещаниях для выявления причин возникновения;
- обсуждение плана их ликвидации;
- установление степени виновности бригад;
- разработка мероприятий по предупреждению аварий;
- систематический технический контроль со стороны рабочих и ИТР за ведением работ и руководство ими;
- внедрение передовых методов организации работ;
- строгое соблюдение трудовой и технологической дисциплины;

- применение мер воздействия к виновникам аварий.

Геологические причины аварий практически устранить невозможно. Но систематически изучая и анализируя эти причины, можно до минимума свести их вредное влияние путем разработки.

Контрольные вопросы:

- 1. Что понимают под аварией?**
- 2. В чем заключается разница между аварией и осложнением?**
- 3. Какие основные виды аварий выделяют в колонковом бурении?**
- 4. Дайте понятия субъективным и объективным причинам аварий.**
- 5. Каким образом производится предупреждение аварий?**

Урок 44: Ликвидация прихватов

В практике бурения применяется ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн. *Затяжки и небольшие прихваты* обычно ликвидируются путем *расхаживания* (многократное, чередующееся опускание и поднятие колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны. *Величина усилия*, которое прикладывается к трубам во время *расхаживания*, может намного превышать собственную массу колонны и лимитируется прочностью труб и талевого системы. Поэтому перед расхаживанием должно быть тщательно проверено состояние вышки, талевого системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора массы (веса). Если расхаживанием не удастся ликвидировать прихват, то дальнейшие работы будут зависеть от вида прихвата. Так, прихваты, происшедшие под действием перепада давления, как правило, ликвидируют *жидкостными ваннами* (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными).

Практика производства нефтяных ванн в скважинах, где бурили с промывкой забоя, и скважина заполнена водой, показала, что нефть очень быстро всплывает. В этих случаях, чтобы получить эффект от нефтяной ванны, необходимо перед и после закачки нефти прокачать по несколько кубометров глинистого раствора. Глинистый раствор ограничивает быстроту всплывания нефти, и нефтяная ванна дает результат.

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных глинистых (известняках, доломитах) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяется *кислотная ванна*.

Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины и особенно, когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей. Во время производства ванн некоторое количество нефти (кислоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы периодически (через 1-2 ч) подкачивать нефть (кислоту или воду) в затрубное пространство.

Эффективным средством ликвидации прихватов различных типов является *гидроимпульсный* способ (ГИС). Его не применяют, если плотность бурового раствора составляет менее 1,35 г/см³, бурильные трубы не герметичны, долото опирается о забой или отсутствует круговая циркуляция бурового раствора.

При производстве ГИС, в колонну бурильных труб через нагнетательную головку / при открытой задвижке закачивают на глубину Н воду или буровой раствор, плотность ρ_2 которого меньше плотности ρ . За счет разности плотностей жидкости в трубах ρ_2 и в затрубном пространстве ρ , создается давление, растягивающее колонну труб. При достижении определенного давления в трубах диафрагма разрывается, давление мгновенно падает, а в бурильной колонне возникает волна разгрузки, которая, дойдя до прихваченной части колонны, действует на нее как ударная нагрузка. Переток жидкости содействует освобождению прихвата. Задвижка служит для перекрытия колонны труб, чтобы не допустить большого снижения уровня раствора в затрубном пространстве. Если 25-30 импульсов при заданном давлении (5-10 МПа на 1000 м колонны труб) не дали результатов, то ГИС совмещают с установкой ванны.

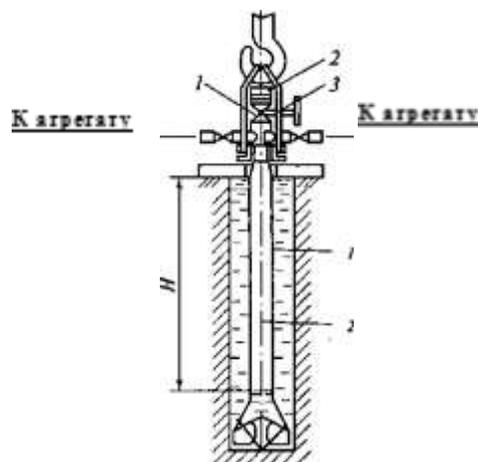


Схема обвязки устья скважины 44.1:

1 - нагнетательная головка;
2 диафрагма; 3 — задвижка

Прихваты вследствие заклинивания колонны труб с наибольшим эффектом устраняют путем создания ударной нагрузки вниз или вверх при помощи ясов, вибраторов, забойных гидроударников, взрыва шнурковых торпед малой мощности. В последнем случае ударная волна, проходя через резьбовое соединение трубы, вызывает его резкое ослабление. Если перед взрывом на трубы был приложен обратный вращающий момент, а резьбовое соединение было разгружено от массы вышележащих труб, то при взрыве происходит открепление резьбового соединения против нахождения торпеды, которое затем легко отвинчивают ротором. Этот метод при осуществлении ГИС: позволяет в большинстве случаев освободить трубы, находящиеся выше места прихвата.

Если, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удастся, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому, если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин. Место прихвата определяют при помощи прихватоопределителя.

Прихватоопределитель состоит из электромагнита, помещенного в герметичный корпус из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой и дном, которые одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке размещаются ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа *прихватоопределителя* основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускается прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб. Производится первый контрольный замер в месте прихваченных труб. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на расстоянии 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15-20 см. Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции

вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями.

На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты. После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл неприхваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется. Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т.е. определяется интервал прихвата.

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение прихвату.**
- 2. Как производится ликвидация затяжек и небольших прихватов?**
- 3. В каких случаях целесообразно применять водяные ванны?**
- 4. На чем основана работа прихватоопределятеля?**
- 5. Из каких элементов состоит прихватоопределятель?**

Урок 45: Ловильный инструмент и работа с ним

Под *ловильными работами* понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения.

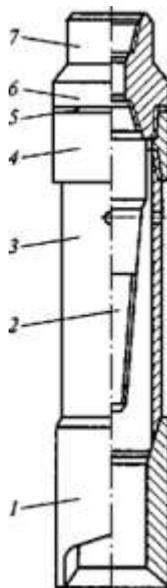
Для *ловильных работ* используют специальные (*ловильные*) инструменты самых различных типов и назначений. *Метчики* предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте. *Правые метчики* применяют для извлечения колонны целиком, а левые (на левых бурильных трубах) — по частям.

Ловильный метчик имеет форму усеченного конуса для врезания в детали замка бурильных труб при ловильных работах. На верхнем конце метчика нарезана *резьба замка бурильных труб*, а в нижнем конце — *специальная ловильная резьба* (правая или левая).

Колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы произошел со стороны ниппеля замка (рис. 45.2).

Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять «*сквозной*» (открытый) колокол с соответствующим патрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют колокол-калибр.

Правые колокола используют при ловле правыми бурильными трубами всей оставшейся колонны, а *левые* — при ловле левыми бурильными трубами для отвинчивания части оставленной колонны. *Колокол* представляет собой стальной кованый патрубок, имеющий в верхнем муфтовом конце резьбу бурильного замка, а внизу на внутреннем конусе — ловильную резьбу специального профиля для захвата бурильных труб при ловильных работах.



Центрирующее направление с универсальным метчиком рис 45.1:
1 — воронка; 2 — метчик; 3 — направление; 4 — муфта обсадной трубы; 5 — упорное кольцо; 6 — прокладка; 7 — головка

Ловитель (шлипс) с промывкой применяют для извлечения оставшихся в скважине бурильных и обсадных труб за замок, муфту или сломанный конец трубы в случаях

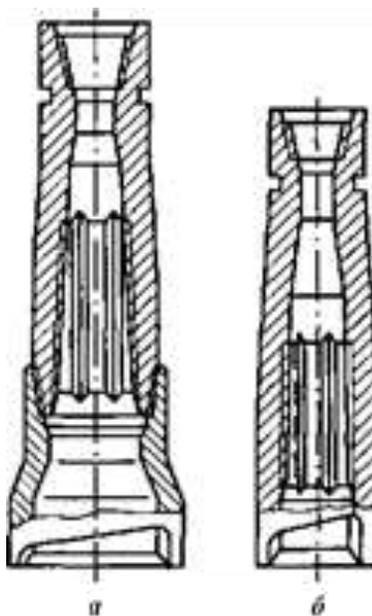
небольшой массы оставшейся в скважине бурильной колонны, когда вследствие ее проворачивания трудно зацепить *метчик* или *колокол* (рис. 45.2).

Когда конец оставшейся в скважине бурильной трубы в результате слома оказался неровным, и имеются продольные трещины, то применяют «сквозной» (открытый) *шлипс* с соответствующим патрубком или трубой для ловли за первую от сломанного конца муфту или целую часть трубы. *Шлипс* позволяет промывать скважину через захваченную бурильную колонну. Если не удастся поднять оставшуюся часть колонны, шлипс можно освободить.

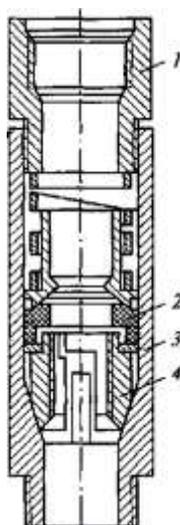
Овершот служит для извлечения бурильной колонны с захватом под замок. Его применяют в основном там, где ловитель нельзя применить, а колоколом и метчиком не удастся соединиться, где длина колонны не превышает 400 м и колонна не прихвачена. Овершот представляет собой корпус на толстостенной, обычно башмачной трубе, внутри которого прикрепаны четыре стальные пружины. Верхние концы пружин отогнуты согласно размеру бурильных труб, для ловли которых предназначен овершот.

Наружную труборезку применяют в тех случаях, когда освободить прихваченную бурильную колонну при помощи нефтяных, водяных, кислотных ванн или торпедированием не удастся и оставшиеся в скважине трубы не искривлены.

Наружная труборезка состоит из стального корпуса 5 с тремя вертикальными окнами в его нижней части. В этих окнах на пальцах крепятся резцы 10.



Колокол рис 45.2 : а — с направляющей головкой; б — с вырезом на нижнем конце



Ловитель (шлиц) с промывкой рис 45.3:

1 — переводник; 2 — резиновое уплотнение; 3 — корпус ловителя; 4 — плашки

Выше резцов в корпус труборезки вставлено *кольцо*. Своей нижней частью оно не дает резцам выйти через окно наружу, причем в этом положении кольцо удерживается четырьмя *медными штифтами*. На кольцо, как на упоре, крепится мощная спиральная пружина, а под ней еще два кольца. Выше расположены кольцо овершота с плашками и кольцо, которое не дает возможности овершотному кольцу передвигаться вверх. В верхней части корпуса труборезки винчен переводник под обсадные трубы, в нижней части — воронка с козырьком для облегчения ввода в корпус обрезаемых бурильных труб.

Удочку («ерш») используют для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля. Удочку изготавливают наваркой крючков на стержень или метчик в шахматном порядке или же из обсадной трубы, на теле которой делаются вырезы, загибающиеся внутрь. Запрещается спуск в скважину удочки («ерша») без *специального хомута*, ограничивающего пропуск этого инструмента в зону нахождения оставленного каната или кабеля.

Отводные крючки предназначены для центрирования оставшегося в скважине конца бурильных труб. Диаметр (внешний) крючка обычно на 52-50 мм меньше диаметра скважины. На внутренней поверхности зева крючка перед спуском в скважину делают насечки, по сработанности которых судят (после подъема) о том, как работал крючок, касался он колонны или нет. Применять отводной крючок разрешается только при свободном дохождении его до «головы» слома.

Фрезы используют для частичного или полного удаления металлических выступающих частей или деталей. Работа *фрезой* (фрезерование) состоит в разрушении металлического объекта и превращении его в стружку.

Магнитные фрезеры и ловители используют для извлечения из забоя крупных металлических предметов. Диаметр магнитного фрезера должен быть на 20-60 мм меньше диаметра скважины. Магнитным фрезером работают без перегрузок на забой.

Контрольные вопросы:

1. Как вы понимаете термин ловильные работы?

2. **Какие виды инструментов, используются для проведения ловильных работ?**
3. **Что такое Ёрш и для чего его используют в бурении?**
4. **Из каких частей состоит шлипс?**
5. **Для чего используют отводные крючки?**

Урок 46: Классификация скважинных расширителей

План:

1. Скважинные расширители.
2. Классификация скважинных расширителей.

1. СКВАЖИННЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

Основные непроизводительные потери напора в системе скважина - пласт приходится на *околоскважинную* зону, которая часто бывает *закольматированной*. В оптимальном случае конструкция скважины должна предполагать удаление *закольматированной* породы из ствола, образование *каверны* заданного профиля с последующим заполнением ее высокопроницаемым гравием. Для создания *каверны* в *околоскважинной* зоне используют расширители.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИННЫХ РАСШИРИТЕЛЕЙ

Скважинные расширители, используемые для создания *каверн* в интервале продуктивного пласта, могут иметь *выдвижные породоразрушающие органы*, либо не иметь их. *Раздвижные расширители* имеют разные размеры в транспортном и рабочем положении. В транспортном положении диаметр корпуса обеспечивает беспрепятственный спуск инструмента в заданный интервал скважины с учетом диаметров обсадных труб и бурения *пилотствola*. После спуска инструмента в заданный интервал из корпуса выдвигаются *породоразрушающие органы*, которые после окончания расширения убираются обратно. При работе *раздвижных расширителей* после окончания забурки кольцевой забой развивается вдоль продуктивного пласта от нижней к верхней границе или наоборот. *Нераздвижные расширители* имеют постоянные размеры в транспортном и рабочем положении, обеспечивающие беспрепятственный спуск (подъем) инструмента в скважине в заданном интервале выше продуктивного пласта. При работе *нераздвижных расширителей* забой развивается вдоль продуктивного интервала и в глубь пласта от стенок скважины. *Раздвижные расширители* различают по характеру приведения из транспортного в рабочее положение на:

- Механические
- Гидравлические
- Инерционные

Гидравлические *раздвижные расширители* приводятся в рабочее положение давлением, развиваемым в нагнетательной магистрали насоса и корпусе инструмента при промывке. *Породоразрушающие органы* закрываются, как правило, за счет возвратного усилия пружин при прекращении промывки.

Инерционные раздвижные расширители приводятся в рабочее положение центробежными силами, действующими на *породоразрушающие органы* при вращении инструмента. Закрытие лопастей происходит под действием их веса.

Нераздвижные расширители разделяются по характеру приведения в рабочее положение и воздействия на разрушаемый забой на:

- Эксцентриковые
- Гидромониторные
- Комбинированные

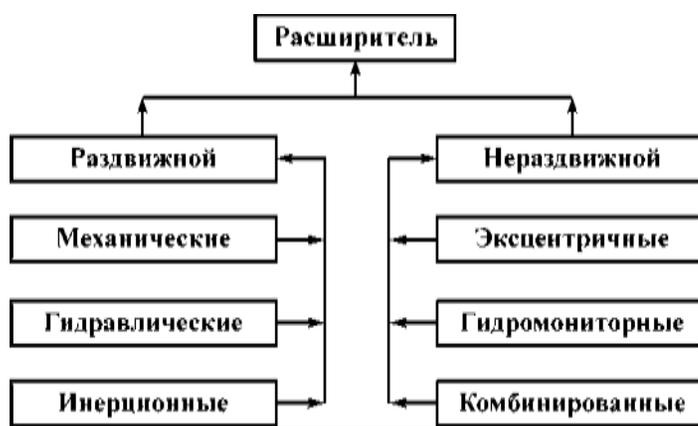
Эксцентриковые расширители имеют смещенную относительно оси скважины эксцентричную массу.

При вращении инструмента под действием центробежных сил колонна труб с расширителем описывает прецессионное движение в стволе и породоразрушающий орган, жестко закрепленный на корпусе, начинает разрушать боковую поверхность скважины, увеличивая ее диаметр.

Гидромониторные расширители основаны на гидродинамическом воздействии струи, истекающей из насадок, на породу, которая залегает в интервале продуктивного пласта. Гидромониторные расширители приводятся в рабочее состояние после спуска в заданный интервал при промывке с заданным расходом и создания расчетного перепада давления на насадках.

Нераздвижные расширители комбинированного действия сочетают механическое разрушение забоя с гидродинамическим воздействием струи промывочной жидкости на породу. Для приведения расширителя комбинированного действия в рабочее положение необходимо обеспечить циркуляцию промывочной жидкости в скважине и вращение колонны бурильных труб. Классификация скважинных расширителей представлена на рис. 46.1.

Раздвижные расширители могут быть выполнены в виде одной или нескольких ступеней породоразрушающих органов, предусматривать движение инструмента в рабочем положении вверх, вниз, либо в обоих направлениях. Расширители с выдвигными лопастями могут использоваться для поэтапного увеличения диаметра за счет различного выхода породоразрушающих органов.



Классификация скважинных расширителей рис 46.1

Нераздвижные расширители обычно имеют одну ступень рабочих элементов. При необходимости инструмент комплектуется центраторами или отклонителями. Углубка

инструмента в породе и развитие каверны носят постепенный характер и зависят от времени работы расширителя.

Контрольные вопросы:

- 1. Как различают раздвижные расширители по характеру приведения из транспортного в рабочее положение?**
- 2. В чем заключаются отличия между раздвижными и нераздвижными расширителями?**
- 3. На чем основана работа гидромониторных расширителей?**
- 4. Какие виды расширителей вы знаете?**
- 5. Каким образом делятся нераздвижные расширители по характеру воздействия на разрушаемый забой?**

Урок 47: Эксцентричные расширители. Гидромониторные расширители.

План:

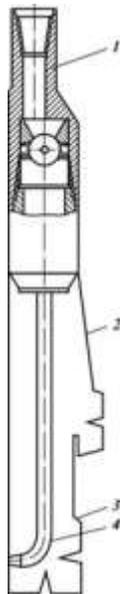
1. Общие сведения об эксцентричных расширителях.
2. Технология работы эксцентричного расширителя Пархоменко.
3. Гидромониторные расширители.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКСЦЕНТРИЧНЫХ РАСШИРИТЕЛЯХ.

Действие эксцентричных расширителей основано на создании в породоразрушающем инструменте эксцентричной массы, смещенной относительно оси скважины. При вращении колонны бурильных труб за счет центробежных сил эксцентричная масса смещается к стенкам скважины и начинает подрабатывать боковую поверхность ствола. Колонна бурильных труб при этом описывает прецессионное движение, при котором инструмент вращается вокруг оси скважины, окатывая боковой забой.

2. ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ ЭКСЦЕНТРИЧНОГО РАСШИРИТЕЛЯ ПАРХОМЕНКО.

Наиболее широкое применение в практике получила конструкция эксцентричного расширителя (рис. 47.1), предложенного в Краснодарском СУ Промбурвод *И.Я. Пархоменко*. Расширитель состоит из переходника с замковым соединением для стыковки с бурильной колонной и жестко закрепленной на нем эксцентричной лопасти. Толщина лопасти составляет обычно 12-16 мм при длине 400-800 мм. Ширина лопасти выбирается, чтобы размер вместе с замковым переходником обеспечивал беспрепятственный спуск инструмента в скважину при ее заданном диаметре.



*Эксцентричный расширитель Краснодарского СУ
Промбурвод Пархоменко рис 47.1:
1- переходник для соединения с бурильными трубами;*

2 - лопасть; 3 - забурник в нижней части лопасти; 4 —
трубка для промывки

В нижней части лопасти имеется вытянутый вдоль оси скважины забурник, предохраняющий инструмент от чрезмерно глубокого проникновения в каверну и способствующий центрации расширителя. Промывка осуществляется через специальную трубку, выведенную с противоположной стороны от породоразрушающей лопасти и соединенной с внутренним каналом переходника и бурильных труб.

Расширитель спускают в заданный интервал скважины и начинают промывку. Инструмент плавно перемещают вдоль обрабатываемого интервала. Расширение осуществляют поэтапно. Сначала ствол калибруют при минимальной скорости вращения инструмента. Постепенно частоту вращения инструмента увеличивают.

С ростом частоты вращения инструмента увеличивается интенсивность колебаний бурильной колонны, возникает *биение снаряда*. Поэтому частота вращения инструмента резко превышает вторую скорость вращения ротора.

Применение эксцентричного расширителя конструкции *И.Я. Пархоменко* обеспечивает эффективное увеличение диаметра скважины в слабосцементированных породах. При наличии глинистых пропластков в более плотных вязких породах в интервале расширения формируется неравномерный, рваный ствол, затрудняющий доставку гравия на глубокие горизонты. В процессе расширения необходимо строго контролировать подачу инструмента, особенно при движении снаряда вниз. При резком спуске снаряда с одновременным вращением в случае кавернозности ствола появляется опасность попадания забурника на пологий склон каверны и обрыва инструмента.

Эффективная сила струи промывочной жидкости используется в представленной конструкции только в момент забурки для отклонения инструмента к стенке скважины. При расширении гидромониторная насадка удаляется от стенки скважины и размыва породы не происходит.

Масса лопасти, являющейся эксцентричной относительно оси скважины, мала в сравнении с массой колонны бурильных труб, которые за счет отклонения лопастью к противоположной стенке создают другой эксцентриситет, более существенный. Поэтому в реальных условиях при спуске в скважину колонна бурильных труб в интервале продуктивного пласта будет смещаться лопастью к стенкам. При вращении снаряда забой каверны формируется лопастью, корпусом переходника и гидродинамической струей промывочной жидкости, истекающей из насадки промывочной трубки. Повышенный износ корпуса, который не армируется твердым сплавом, приводит к ускоренному выходу расширителя из строя, особенно при работе в абразивных породах.

3. ГИДРОМОНИТОРНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

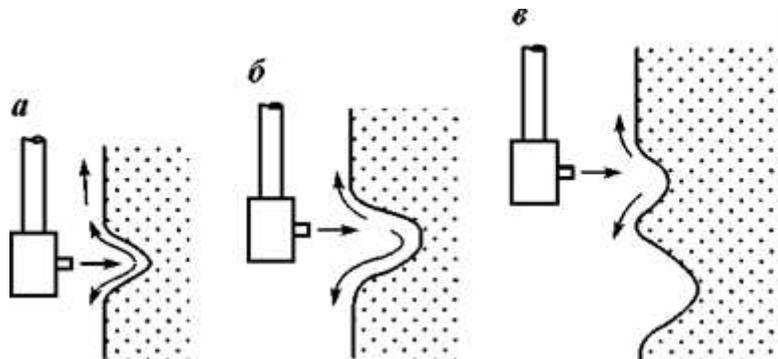
В гидромониторных расширителях для разрушения породы используется энергия струи промывочной жидкости, истекающей из насадок. После спуска расширителя в скважину в заданный интервал начинают осуществлять подачу промывочной жидкости либо одновременно с вращением, либо без вращения инструмента. Поток жидкости,

истекающий из насадок гидромониторного расширителя, попадает на забой и разрушает породу.

Разрушение породы под воздействием гидромониторной струи происходит из-за создания на забое осевого давления, приводящего к разрушению структурных связей, их размыву. Разрушение структурных связей породы происходит в том случае, если создаваемое струей давление на забой превышает критическое для данного типа грунта.

Многочисленными исследователями установлено, что разрушение породы при воздействии на нее струи промывочной жидкости происходит при существенно меньшем давлении, чем предельно допустимые напряжения на сжатие. Это объясняется долговременным воздействием потока на грунт, в процессе которого структурные связи породы постепенно разрушаются и действительная прочность породы уменьшается.

На рис. 47.2 показаны этапы разрушения забоя скважины гидромониторными расширителями. В процессе забурки формируют лунки, число которых соответствует числу гидромониторных насадок (рис. 47.2, а). После перемещения инструмента в осевом или радиальном направлении откосы первичных лунок становятся круче, а промежуточная между ними часть забоя разрушается значительно медленнее (рис. 47.2, б). Профиль забоя при этом ступенчатый, неравномерный (рис. 47.2, в) даже в однородных по физико-механическим свойствам грунтах.



Этапы разрушения забоя скважины гидромониторными расширителями 47.2:

а - процесс забурки; б - образование откосов первичных лунок; в - образование ступенчатого профиля забоя

Контрольные вопросы:

- 1. На чем основано действие эксцентричных расширителей?**
- 2. В чем суть работы эксцентричного расширителя Пархоменко?**
- 3. Каким образом гидромониторные расширители оказывают воздействие на горную породу?**
- 4. Почему порода имеет свойство разрушаться под меньшим давлением?**
- 5. Опишите этапы разрушения забоя скважины гидромониторными расширителями.**

Урок 48: Инерционные расширители. Раздвижные механические расширители.
Раздвижные гидравлические расширители.

План:

- 1. Инерционные расширители. Виды, технология работы.**
- 2. Раздвижные механические расширители**
- 3. Раздвижные гидравлические расширители**

1. ИНЕРЦИОННЫЕ РАСШИРИТЕЛИ. ВИДЫ, ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ.

В инерционных расширителях при забурке инструмента в породу и разрушении забоя используют центробежную силу инерции, возникающую при вращении колонны бурильных труб. При выдвигании лопастей до упора разрушение забоя и поддержание породоразрушающих органов в раскрытом положении осуществляется под действием осевой нагрузки. Расширитель спускают в скважину до верхней границы расширяемого интервала и начинают вращение инструмента. При этом за счет центробежной силы лопасть расширителя отклоняется от корпуса, а тяга приподнимает центрирующую втулку. Выход лопасти увеличивается до максимального, после чего проводят расширение заданным диаметром. Несмотря на простоту конструкции, данный расширитель применяют в породах, сложенных пропластками слабосцементированных песков малой мощности и с относительной однородностью по физико-механическим свойствам.

Наличие одной лопасти не позволяет центрировать инструмент и создать нормальные условия для его работы. При забурке в случае контакта лопасти с относительно твердым участком породы возможно отклонение корпуса расширителя совместно с колонной бурильных труб к стенке скважины, противоположной забою. При этом внедрение лопасти в породу существенно осложняется. В процессе работы инструмента колонна бурильных труб вместе с корпусом расширителя будет описывать прецессионное движение в скважине, которое приведет к биению инструмента, резкому возрастанию нагрузок и повышенной опасности поломки тяги, лопасти, обрыву бурильных труб.

Двухлопастные инерционные расширители обеспечивают в сравнении с однолопастными конструкциями более центрированную и устойчивую работу инструмента. За счет исключения промежуточных тяг и других звеньев существенно повышается надежность работы расширителя. Лопасты посажены на одном валу, что позволяет сделать его повышенного диаметра и предохранить от разрушения. Изготовление расширителя из-за простоты его конструкции возможно в условиях механических мастерских производственных организаций.

Для расширения скважин под гравийную обсыпку и существенного повышения дебита двухлопастной инерционный расширитель может применяться в ограниченных объемах вследствие относительно малого выхода породоразрушающих органов и недостаточного диаметра создаваемой каверны.

2. РАЗДВИЖНЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ РАСШИРИТЕЛИ

Раздвижные механические расширители приводятся из транспортного в рабочее положение и обратно под действием веса инструмента. Обычно конструкции этих расширителей просты и надежны в работе

Предлагается следующая последовательность технологических операций с использованием механического расширителя треста «Союзшахтоосушение». Скважину закрепляют до кровли продуктивного пласта обсадной колонной, которую цементируют. В скважину спускают долото, которым разбуривают цементный

стакан и породы кровли пласта на несколько метров ниже башмака обсадной колонны. После подъема долота в скважину спускают механический расширитель при спуске.

Под действием веса корпуса расширителя породоразрушающие лопасти не выдвигаются и остаются в транспортном положении. При достижении установленным ниже расширителя долотом забоя, осевая нагрузка от веса бурильной колонны передается на шток, который смещается относительно корпуса вниз. В процессе перемещения нижний торец подвижного штока взаимодействует с верхней гранью породоразрушающей лопасти, на которую передает вращательный момент, способствующий ее выдвигению. Расширитель забуривают при вращении инструмента. Вращательный момент на породоразрушающие лопасти передается через шток, втулку с шестигранным отверстием, и затем на корпус расширителя.

Для осуществления забурки достаточно немного внедрить лопасти в породу, после чего они под действием осевого усилия выдвигаются до упора с максимальным выходом. С момента полного выхода породоразрушающих органов расширение осуществляется заданным диаметром, соответствующим диаметру инструмента в рабочем положении. При достижении расширителем нижней границы продуктивного интервала инструмент приподнимают, а породоразрушающие лопасти под действием веса снаряда удаляются в корпус и приводят его в транспортное положение. Расширитель извлекают из скважины, а приемную часть оборудуют по заданной технологии.

Внедрение расширителя на объектах треста «Союзшахтоосушение» показало эффективность новой конструкции. Однако при бурении разрезов, характеризующихся чередованием рыхлых, слабосцементированных пород с более твердыми пропластками, породоразрушающие лопасти изнашивались и ломались в опасном сечении у корпуса. Повышенный износ лопастей объясняется слишком большим выходом породоразрушающих органов из корпуса расширителя и недостаточной их армировкой твердым сплавом.

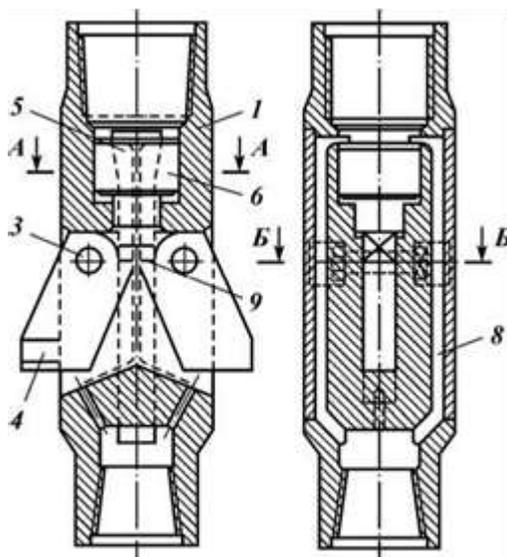
Предложенную конструкцию механического расширителя рекомендуется использовать при обратной циркуляции промывочной жидкости, что позволит улучшить вынос шлама при больших диаметрах расширения. Разбуренная порода с разрушаемого забоя уносится

через кольцевое пространство скважины вниз к долоту, а затем через внутреннюю полость расширителя и бурильную колонну с восходящим потоком на поверхность. Эффективность очистки забоя при этом улучшается.

С целью повышения надежности работы породоразрушающих органов при значительном увеличении диаметра ствола скважины автором предложен способ ступенчатого расширения. Основным принципом ступенчатого расширения считается равенство нагрузки на каждую ступень породоразрушающего органа, разрушающего ствол до определенного диаметра. Такое расширение позволяет снизить нагрузки на лопасти в несколько раз, соответствующее числу ступеней.

3. РАЗДВИЖНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСШИРИТЕЛИ

Раздвижные расширители с приводом от гидравлики циркуляционной системы скважины нашли широкое применение в мировой практике, что объясняется преимуществами их конструкций. Прежде всего это возможность оперативного приведения инструмента из транспортного в рабочее положение включением, выключением или регулировкой режимов промывки, а следовательно, и избирательного расширения скважины в любых интервалах независимо от их числа и расположения. При этом появляется возможность пропускать глинистые породы и не нарабатывать естественный раствор, наличие которого приводит к кольматации продуктивного пласта и общему снижению эксплуатационных



параметров скважины.

Раздвижные механические расширители были впервые разработаны в России, а за рубежом в это время отдавали предпочтение нераздвижным конструкциям, состоящим из эксцентричных лопастей, фрез, роликов и цепных звеньев, установленных по боковой поверхности бурильной колонны.

Раздвижной гидравлический расширитель Капелюшникова рис 48.1

Расширитель *Капелюшникова* состоит из цилиндрического корпуса 1 со сквозным продолговатым окном 2, в котором на шарнирных осях 3 установлены породоразрушающие лопасти 4 с ограниченным поворотом. Вдоль оси корпуса 1 имеется цилиндрический канал 5, в котором помещен подвижный поршень 6, шток 7 которого имеет возможность передвигаться в сквозном цилиндрическом отверстии 8 в корпусе расширителя. Нижний торец 9 штока упирается в выступы на породоразрушающих органах 4. В нижней части расширителя находится переводник для присоединения долота, а в верхней - для соединения с колонной бурильных труб.

Расширитель спускают в заданный интервал и начинают промывку скважины. В начальный момент промывки насос прессует пока поршень под действием давления внутри инструмента не опустится и не откроются обводные промывочные каналы в корпусе расширителя. При спуске поршня подвижной шток нижним торцом воздействует на породоразрушающие органы, сообщая им вращательный момент. Полное раскрытие лопастей происходит за счет осевой нагрузки инструмента.

После полного раскрытия лопастей режим циркуляции уже не оказывает влияния на их выход и диаметр расширения. После окончания работ (при подъеме инструмента) лопасти убираются в корпус. Расширитель приводится в транспортное положение, когда верхние кромки лопастей упираются в башмак обсадной колонны. Поршень и шток в этот момент на них не действуют, так как насос выключен.

Контрольные вопросы:

- 1. На чем основана работа инерционных расширителей?**
- 2. Где чаще всего применяют инерционный тип расширителей?**
- 3. Что вы знаете о раздвижных механических расширителях?**
- 4. Опишите строение гидравлического раздвижного расширителя Капелюшникова.**
- 5. Где были впервые разработаны гидравлические раздвижные расширители?**

Урок: 49: Естественные фильтры

В процессе сооружения *высокодебитных скважин* после расширения и создания каверны заданного профиля и размеров забой оборудуют каркасом фильтра и гравийной обсыпкой. Считается, что существенно улучшить *гидравлические свойства* приемной части скважины можно формированием естественного фильтра в гравийной обсыпке или околоскважинной зоне пласта и установкой прогрессивных конструкций фильтров-каркасов.

При откачке из *околоскважинной зоны* выносятся наиболее мелкие *фракции песка*, шлам и колюматизирующие частицы. Фильтрационные параметры околоскважинной зоны при этом существенно улучшаются. Вынос частиц песка из прифильтровой зоны, по И.Ф. Володько, определяется скоростью фильтрации, которая вызывает суффозию частиц различной гидравлической крупности. По мере удаления от каркаса фильтра в направлении пласта скорость фильтрации уменьшается и соответственно уменьшается крупность выносимых песчаных частиц.

Известно, что на *суффозию* влияет не только скорость фильтрации, но и гранулометрический состав частиц водоносного пласта. При сооружении в скважине гравийного фильтра с коэффициентом межслойности $k = 4^6$ (отношение средних размеров гравия и песка) суффозии не наблюдается при любых режимах эксплуатации. Поэтому можно предположить, что суффозию в значительной степени определяет геометрический критерий и частицы песка или гравия задерживают в 6 и менее раз меньшие по размеру частицы независимо от скорости фильтрации.

По мере удаления от каркаса фильтра уменьшаются скорость фильтрации и крупность частиц песка, подверженных миграции, снижается вероятность суффозии. В этой связи, с удалением от каркаса фильтра характер естественного распределения частиц песка в прифильтровой зоне менее подвержен изменению под воздействием откачки. На некотором расстоянии от каркаса фильтра естественный фильтр не образуется. По мере приближения к каркасу фильтра наиболее мелкие частицы начинают перемещаться

В процессе откачки в прифильтровой зоне не формируется естественный фильтр, в котором частицы укладываются в порядке убывания крупности от каркаса фильтра в направлении стенок скважины, как считалось ранее. Этому препятствуют средние *фракции* песка. В естественном фильтре можно выделить три характерные зоны:

- В *первой* зоне образуются цепочки из частиц близкой крупности, т.е. образуется система чередующихся гряд из нескольких частиц с постепенным увеличением или уменьшением размеров.
- Во *второй* зоне характер выделения цепочек из частиц приблизительно одинаковой крупности проявляется слабее. Это объясняется тем, что с удалением от фильтра-каркаса скорости потока снижаются и не все частицы участвуют в формировании естественного фильтра.

- *В третьей* - характерной зоне естественного фильтра, наиболее приближенной к пласту, изменения первоначального сложения частиц песка в прифильтровой зоне почти не наблюдается.

Контрольные вопросы:

1. Для чего нужны естественные фильтры?
2. Дайте определение суффозии.
3. Что влияет на суффозию?
4. Что происходит при удалении фильтра от каркаса?
5. На какие зоны делятся естественные фильтры?

Урок 50: Каркасы фильтра

План:

1. Краткие сведения о каркасах фильтра. Виды каркасов фильтра.
2. Недостатки каркасов фильтра.

1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О КАРКАСАХ ФИЛЬТРА. ВИДЫ КАРКАСОВ ФИЛЬТРА.

В качестве *каркасов фильтра* используют разные конструкции, которые подробно описаны в работах *В.С. Алексеева* и других авторов. В мировой практике производства фильтров наметилась четкая тенденция замены многообразных конструкций на каркасы с проволочной обмоткой. Это относится только к условиям, когда продуктивный пласт сложен песками различного фракционного состава. В относительно устойчивых породах, *валунно-галечных* отложениях нет смысла обматывать перфорированные каркасы проволокой или другим материалом.

Проволочные фильтры, одну из первых конструкций которых разработал *Ф.С. Бояринцев* в 1952 г., претерпели существенные изменения. Прежде всего это касается перехода с круглого сечения проволоки на фигурное. В случае круглого сечения проволочной обмотки поверхность образуемой щели, контактирующая с породой, имеет форму клина. При откачке щель заполняется породой и возникает расклинивающий эффект, способствующий интенсивному уплотнению породы, закупорке фильтра.

Закупорка щелей при наличии в пласте мелких фракций песка и шлама, неоднородности гравийной обсыпки, наличии в ней *кольматантов* происходит быстро, в первые секунды откачки. Мелкие фракции и кольматант цементируют поровое пространство между более крупными частицами, находящимися в контакте с поверхностью проволоки, многократно снижая тем самым эффективную скважность фильтрующей поверхности. При этом осложняется *раскольматация* прифильтровой зоны, что вызывает необходимость предъявления жестких требований к технологии вскрытия пласта, расширению, фракционированию и намыву гравия.

Фирмой «Джонсон» (Великобритания) было предложено профилировать проволоку перед намоткой на каркас. Сечение профилированной проволоки получали треугольным. При навивке проволоки на опорные стержни каркаса одна из вершин треугольника направляется внутрь фильтра перпендикулярно его продольной оси симметрии.

Поверхность фильтра, контактирующая с породой, получается гладкой, без впадин около щелей и выступов между ними. В процессе откачки такая поверхность щели не способствует цементации и уплотнению породы вблизи фильтрующей поверхности, а наоборот, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру ширины щели, и очищение прифильтровой зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов.

Гидравлическое сопротивление фильтров с профилированным сечением обмотки меньше, чем с круглым, не только из-за большей проницаемости контактной зоны фильтрующей оболочки с породой. При прохождении потока через щель, имеющую в поперечном

сечении форму расходящегося внутрь каркаса насадка, струя в момент вхождения в щель сжимается. Максимальное сжатие струи наблюдается не у фильтрующей поверхности, а на расстоянии 1-2 мм от нее внутрь. В интервале потока, характеризующегося минимальным сечением, скорости струи максимальны. С увеличением скорости, согласно уравнению Бернулли, уменьшается статическая составляющая и по аналогии со струйными аппаратами возникает вакуум. Вакуум также возникает между фильтрующей поверхностью и сечением максимального сжатия струи. На величину вакуума влияет сопротивление фильтра из профилированной проволоки меньше, чем круглой, в контакте с водной средой.

Кроме фирмы «Джонсон» аналогичные фильтры выпускают и другие ведущие фирмы, такие как «Бейкер» (США), «Нагаока» (Япония). Профилированная проволока прикрепляется к опорным стержням каркаса контактной сваркой, что обеспечивает сплошность щели и необходимую прочность и целостность конструкции.

2. НЕДОСТАТКИ КАРКАСОВ ФИЛЬТРА.

Недостатком известных конструкций считается перпендикулярность оси симметрии щелей фильтра оси симметрии скважины и фильтровой колонны. Такое пространственное расположение отверстий рационально только в том случае, когда мы имеем дело с плоскопараллельным фильтрационным потоком в скважину и скорость притока в фильтр в любом сечении независимо от длины постоянна. На практике плоскопараллельная фильтрация, как и радиально-сферичная, не встречается.

Обычно *характер фильтрации* носит промежуточный характер между плоскопараллельным и радиально-сферичным потоком. Прямое доказательство этого - эпюра входных скоростей в фильтр. Максимальные скорости фильтрации наблюдаются в верхних сечениях фильтра и постепенно (не линейно) убывают по направлению к забою скважины. При плоскопараллельной фильтрации входная скорость по длине фильтра - постоянная величина, а при радиально-сферичной фильтрации работает только верхний участок фильтра высотой, соответствующей его радиусу (остальная часть фильтра не работает). В этой связи очевидно, что градиент фильтрационного потока в реальных скважинных условиях направлен не перпендикулярно оси скважины (и параллельно пласту) и не в направлении верхних отверстий фильтра, а занимает определенное промежуточное положение, зависящее от свойств пласта, его размеров, режимов эксплуатации и др.

При фильтрации потока через известный фильтр направление движения флюида не совпадает с направлением градиента фильтрации, который перпендикулярен линии постоянного давления в околоскважинной зоне. Поэтому известная конструкция фильтра выполняет функцию местного сопротивления, заставляющего поток при прохождении через фильтрующую оболочку временно изменять свое направление. Следовательно, при использовании известного фильтра в реальных условиях возникают дополнительные потери напора, обусловленные несопадением направления и градиента фильтрации, снижаются эксплуатационные характеристики скважины.

Несовпадение оси симметрии отверстия и фильтрационного потока в отверстиях приводит к возникновению асимметричной нагрузки на арочные, мостовые структуры из частиц песка вокруг отверстий, что способствует снижению их устойчивости, периодическому разрушению и суффозии.

Контрольные вопросы:

- 1. Кто разработал одну из первых конструкций провочных фильтров?**
- 2. Перечислите известные компании-производители каркасов фильтров.**
- 3. Какие недостатки каркасов фильтров вы знаете?**
- 4. Что обычно используют в качестве каркаса фильтра?**
- 5. Где наблюдаются максимальные скорости фильтрации?**

Урок 51: Очистные агенты для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов

Промывочная жидкость для бурения скважин должна обеспечивать безаварийную проходку скважины при максимально упрощенной конструкции скважины, гарантирующей надежное разобщение пластов и предотвращение экологического загрязнения горизонтов. В последнее время все большее развитие находят технологии бурения на сбалансированном давлении, которое регулируется удельным весом очистного агента и режимами промывки. Для пластов с *аномально низкими пластовыми* давлениями в качестве основы целесообразно принимать *газожидкостные смеси и пены*. С увеличением пластового давления плотность очистного агента должна увеличиваться. Баланс давления в системе скважина - пласт позволяет минимизировать поглощения. Кроме того, необходимо создать определенное противодействие на пласт и *кольматацию* стенок в целях предотвращения их обрушения. Промывочная жидкость должна обладать следующими *основными свойствами*:

- обеспечивать достаточно надежную кольматацию горизонта в процессе бурения для снижения фильтрационного расхода и повышения устойчивости стенок скважин;
- не препятствовать быстрой и эффективной декольматации водоносного горизонта с целью получения достоверной геологогидрогеологической информации, позволяющей четко прогнозировать количество и качество отбираемого из скважины продуктивного раствора;
- содержать минимальное количество твердой фазы для уменьшения абразивного износа инструмента и улучшения буримости пород;
- обладать хорошими несущими свойствами для обеспечения эффективности выноса шлама с забоя и уменьшения осложнений в виде прихватов бурового инструмента;
- быть нетоксичной, экологически безопасной, дешевой и доступной для широкого применения.

Для проходки стволов скважин в условиях низких пластовых давлений в качестве базового очистного агента могут быть рекомендованы *пены*, а при повышенных - *промывочные жидкости на полимерной основе*.

Контрольные вопросы:

- 1. Что должна обеспечивать промывочная жидкость в процессе бурения?**
- 2. Что целесообразно применять в качестве основы для пластов с аномально-низкими давлениями?**
- 3. В каких случаях в качестве базового очистного агента используют пены, а в каких промывочные жидкости на полимерной основе?**
- 4. Какими основными свойствами должна обладать промывочная жидкость?**
- 5. Что такое “кольматация”?**

Урок 52: Пены и газожидкостные смеси. Водогипановые, полимерные ингибирующие растворы

План:

1. Характеристика газожидкостных смесей.
2. Основные требования и свойства пен.
3. Водогипановые растворы.
4. Полимерные ингибирующие растворы.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ.

Бурение скважин в разрушенных и трещиноватых скальных породах связано со значительными сложностями:

- большие поглощения промывочной жидкости (вплоть до катастрофических) и связанные с этим значительные затраты на дополнительную доставку воды, химических реагентов, приготовление буровых растворов, проведение тампонажных работ, установку обсадных колонн и т.д.;
- размыв промывочной жидкостью слабых разностей пород, что затрудняет получение кондиционного выхода керна и ухудшает достоверность геологической информации;
- возникновение в процессе бурения скважин осложнений, связанных с размывом стенок скважин, кавернообразованием, накоплением на забое шлама, прихватами бурового снаряда и др.

Как показала практика работ, эти осложнения можно предотвратить применением в качестве циркулирующей среды *газожидкостных смесей (ГЖС)*, обладающих целым рядом преимуществ по сравнению с промывочными жидкостями:

- значительно уменьшаются (вплоть до полной ликвидации) поглощения и связанные с этим затраты;
- сокращаются загрязнение и кольматация водоносных горизонтов, что упрощает освоение скважин и повышает их дебиты;
- уменьшаются загрязнение, размывание и растворение керна циркулирующим агентом;
- устраняются размыв стенок скважин, образование каверн;
- упрощаются конструкции скважин;
- улучшается вынос шлама, сокращается аварийность, повышаются механическая скорость бурения и проходка на породоразрушающий инструмент.

ГЖС являются дисперсными системами, состоящими из двух компонентов: газообразного и жидкого. В качестве газообразного в основном используется воздух, а жидкий компонент, как правило, представляет собой смесь воды и различных химических реагентов (поверхностно-активные вещества, ингибиторы, стабилизаторы и др.).

ГЖС бывает трех видов:

1. *туманы* - двухкомпонентные системы, состоящие из воздуха (дисперсионная среда), в котором взвешены жидкие частицы с радиусом 3-10 мкм (дисперсная фаза). Плотность системы 0,018-0,12 г/см³, $\alpha = 250^{\wedge}3000$;
2. *пены* - ячеисто-пленочные многокомпонентные дисперсные системы, состоящие из жидкости (дисперсионная среда) и пузырьков воздуха (дисперсная фаза). Плотность системы 0,03-0,12 г/см³, $\alpha = 50^{\wedge}250$;
3. *аэрированные жидкости* - многокомпонентные низкоконцентрированные дисперсные системы, состоящие из жидкости (дисперсионная среда) и пузырьков воздуха (дисперсная фаза). Плотность системы 0,12-0,7 г/см³, $\alpha = 5^{\wedge}50$.

2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И СВОЙСТВА ПЕН

Из перечисленных трех видов ГЖС наибольший интерес вызывают пены, объединяющие положительные качества как туманов, так и аэрированных жидкостей и обладающие по сравнению с ними рядом преимуществ, что подтверждается накопленным в различных организациях отрасли опытом применения пен в качестве циркулирующей среды при бурении скважин разного назначения.

Пены как циркулирующая среда при бурении и освоении скважин в сложных геологических условиях должны обладать:

- хорошей пенообразующей способностью;
- необходимой степенью аэрации;
- достаточной стабильностью, устойчивостью к воздействию различных внешних факторов в процессе циркуляции по скважине (характер бурового шлама, качество пластовых вод, режимы бурения и др.);
- необходимой устойчивой вязкостью;
- способностью эффективно выносить из скважины буровой шлам (несущая способность);
- достаточной механической прочностью;
- определенной кольматирующей способностью;
- способностью быстрого и полного гашения (разрушения) на выходе из скважины, т.е. выделения воздуха и очистки от шлама для повторного использования при работе по замкнутому циклу;
- нетоксичностью и экологической безопасностью.

При приготовлении пен в качестве жидкости используют воду, а также различные суспензии и эмульсии, через которые пропускается сжатый воздух. В указанные жидкости добавляются *поверхностно-активные вещества (ПАВ)* - пенообразователи, в результате чего пены из свобододисперсных систем, когда происходит оседание или слияние дисперсной фазы, превращаются в связнодисперсные (структурированные): между частичками дисперсной фазы, а также пузырьками воздуха устанавливаются молекулярные связи и образуются пространственные структуры, обладающие определенной прочностью, упругостью, пластичностью и вязкостью, что приближает их к твердым телам

в отличие от туманов (которые ближе к газам) и аэрированных растворов (которые ближе к жидкостям). Это придает пенам как циркулирующей среде целый ряд положительных свойств.

Пены имеют достаточно высокую *вязкость* благодаря наличию в них молекулярных сил сцепления, превращающих *ГЖС* в вязкопластичные системы. Вязкость пены зависит

также от вида и концентрации *ПАВ* в растворе, *степени аэрации*, наличия различных добавок (реагенты-стабилизаторы, понизители жесткости и др.).

Вязкость пен можно регулировать в довольно широких пределах, что крайне важно при бурении скважин в интервалах интенсивных поглощений.

Пены обладают хорошей *несущей способностью*, чему способствуют:

- наличие в системе достаточно прочных молекулярных связей, объединяющих частицы шлама и пузырьки воздуха в общую структурированную систему (эффект флотации шлама);
- наличие в системе адсорбционных связей;
- высокая вязкость и стабильность;
- гидродинамические силы потока пен;
- структурно-механические свойства, способствующие длительному сохранению потенциальной энергии сжатого воздуха, когда движение потока пен продолжается какое-то время и после отключения циркуляции, а частицы шлама удерживаются во взвешенном состоянии при остановках циркуляции.

Поэтому пены являются достаточно эффективным средством очистки скважины от шлама и предупреждения прихватов бурового снаряда.

Малая *плотность* пен обеспечивает значительное уменьшение гидростатического давления в скважине, что создает благоприятные условия как для эффективного разрушения пород, так и для качественного освоения водоносных горизонтов:

- не происходит уплотнение шлама на забое;
- резко снижается поступление в продуктивный пласт бурового шлама и других закупоривающих материалов, тем самым сохраняются естественные коллекторские свойства пород водоносных горизонтов.

Кроме того, значительно снижается поглощение промывочного агента в порово-трещиноватых интервалах.

Вышеперечисленные свойства пен позволяют значительно снизить их поглощение (фильтрационный расход) вплоть до полной его ликвидации. Этому же способствуют и определенные кольматирующие свойства пен за счет образования на стенках скважин, а также в порах и трещинах адсорбционных пленок, препятствующих непосредственному контакту жидкости с породой. Все это позволяет значительно сократить затраты на дополнительные приготовления и обработку очистного агента.

Водоотдача. Этот параметр очень незначителен в связи с малой плотностью пен, наличием в них молекулярных связей и практически не влияет на процесс бурения.

3. ВОДОГИПАНОВЫЕ РАСТВОРЫ.

Водогипановые растворы (ВГР) представляют собой *безглинистые растворы*, содержащие до 5-6 % гипана, растворенного в технической воде.

Промышленностью выпускаются две разновидности гипана: *гипан-1* и *гипан-0,7*.

Гипан-1 получают омылением полиакрилнирила эквимолекулярным количеством каустика, *гипан-0,7* - омылением 1 моля *полиакрилнитрила* 0,7 моля NaOH.

Гипан поставляется в виде 10%-ного водного раствора в бочках или цистернах. В связи с тем, что гипан-0,7 представляет собой более трудно растворимую жидкость и менее устойчивую к температурному режиму (пониженным температурам) и срокам хранения, в бурении в основном применяется гипан-1.

В последнее время стал выпускаться *сухой гипан* в виде зернистого порошка, упакованного в полиэтиленовые мешки.

Гипан хорошо растворяется в воде, удовлетворительно сохраняет свои свойства во времени, нетоксичен, дешев и доступен, придает водогипановым растворам необходимые технологические свойства: вязкость, несущую способность, кольматирующие свойства и др.

Вязкость раствора должна быть достаточно высокой для обеспечения эффективного выноса из скважины шлама и уменьшения поглощения промывочной жидкости (фильтрационного расхода). Вязкость ВГР зависит от содержания в нем гипана:

<i>Содержание гипана, %</i>	0	1	2	3	4	5	10	20	30
-----------------------------	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Вязкость при температуре воздуха 10 °С по прибору СПВ-5,с:

	15	17	20	23	26	30	50	108	256
--	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----

4. ИНГИБИРУЮЩИЕ ПОЛИМЕРНЫЕ РАСТВОРЫ

Технология первичного вскрытия пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин. В первую очередь, это связано с составом и свойствами бурового раствора, все компоненты которого участвуют в этом процессе. Существует множество систем на нефтяной и водной основе, в разной степени решающих проблему качественного вскрытия продуктивных пластов. Однако в последние годы на основе глубоких исследований и обширного международного опыта разработано семейство *ингибирующих полимерных систем*, обеспечивающих успешную проводку скважин с высокими технико-экономическими показателями работы долот и качественное вскрытие продуктивных пластов с сохранением естественной проницаемости на 80-90 %.

Этот раствор принципиально отличается от традиционных глинистых растворов по составу твердой фазы, составу фильтрата и применяемым реагентам - регуляторам свойств бурового раствора.

Основой системы является *биополимер*, который при оптимальном содержании в растворе (3-6 кг/м³) создает псевдопластические структурно-механические свойства системы. Другие *полисахаридные реагенты* (крахмал, РАС-R/L), входящие в систему, регулируют водоотдачу и структурно-механические свойства.

Для качественного вскрытия продуктивных пластов в буровой раствор вводится *мраморная крошка* в количестве не менее 5 %, которая в сочетании с полисахаридными реагентами обеспечивает надежную кольматацию пристволенной зоны ствола и позволяет сохранить естественную проницаемость коллектора на 80-90 %.

Фильтрат раствора содержит хлористый калий, который необратимо подавляет процесс набухания глинистых частиц, находящихся в порах пласта.

Полисахаридные полимеры, присутствующие в фильтрате раствора, проникшего в пласт, довольно быстро деструктируют (2-3 недели), и в результате этого вязкость фильтрата снижается практически до вязкости воды. Кроме того, в фильтрате раствора содержится специальное поверхностно-активное вещество, которое эффективно гидрофобизирует стенки каналов пласта, повышая их проводимость по нефти.

При бурении происходит загрязнение этих растворов, поэтому важно знать содержание карбонатной части твердой фазы в целях определения необходимости дополнительных обработок раствора этим материалом или частичного освежения системы. Содержание карбонатного утяжелителя в твердой фазе свежеприготовленного раствора колеблется в пределах 92-95 % от общего содержания твердой фазы.

Независимо от степени загрязнения раствора выбуренной породой абсолютная концентрация карбоната кальция в этом растворе должна быть не ниже 50 кг/м³.

Проводились исследования по влиянию ингибирующих полимерных растворов различного состава на степень загрязнения продуктивных пластов в скважинах на шельфе Каспийского моря. Опыты велись на кернах, отобранных из нижнемеловых отложений в скв. 2 Широтной площади. КERN представляет собой песчаник проницаемостью 180-200 мД, его пористость 20 %, карбонатность 0-2 %. Глинистая составляющая керна содержит склонные к набуханию минералы в количестве ~30 %.

Исследования проводились на специальной установке, в кернодержатель которой помещались два одинаковых образца керна высотой по 20 мм каждый и диаметром 27 мм. Такой метод в определенной степени позволяет оценить эффект пристволенной кольматации пласта и ожидаемую продуктивность после перфорации путем сравнения остаточной суммарной проницаемости с проницаемостью второго образца.

Опыты проводились при температуре 90 °С. Давление обжима образца составляло 12 МПа, перепад давления фильтрации растворов через керна 10 МПа.

Составы исследуемых растворов приведены в табл. 6.8. После приготовления все растворы термостатировались при температуре 90 °С в течение 6 ч.

В определенной степени эти растворы можно считать *фильтрами буровых растворов*. Входящие в состав этих систем полимеры почти полностью вытесняются керосином, а ингибиторы глин (КСІ, гликоль) предупреждают их набухание, которое могло привести к существенному снижению проницаемости, так как содержание водочувствительных глин в исследуемых ядрах достаточно высокое (~30 %). При этом обнаружена очень низкая и затухающая скорость фильтрации через образец ядра фильтра исследуемых растворов.

Загрязнение ингибирующих полимерных растворов несколько снижает эффективность систем с мраморной крошкой. Это может быть связано с малой глубиной исследуемых ядер (25-50 мм). Известно, что при более глубокой коль-матации ядер (75-100 мм) эффект от применения мраморной крошки значительно выше.

Наиболее отрицательное воздействие на пласт оказывает полимерный ингибирующий глинистый раствор, не содержащий мраморной крошки. Проницаемость этих образцов ядра резко снижается. Более того, через ядро фильтруется сам раствор, а не фильтр, как в опытах с мраморной крошкой.

Стоимость *биополимерной системы* выше по сравнению со стоимостью обычных буровых растворов. Однако в силу указанных достоинств эта система является эффективной, и в настоящее время в определенных условиях такой раствор не имеет альтернативы.

Контрольные вопросы:

- 1. Какими преимуществами обладают газожидкостные смеси по сравнению с промысловыми жидкостями?**
- 2. Перечислите основные виды ГЖС.**
- 3. Какими свойствами при бурении в сложных геологических условиях должны обладать пены?**
- 4. Что из себя представляют водогипановые растворы?**
- 5. Чем отличается ингибирующий полимерный раствор от глинистого раствора?**
- 6. Для чего необходима мраморная крошка в составе ингибирующего полимерного раствора?**
- 7. Каким образом влияют различные загрязнения на ИПР?**

Урок 53: Поинтервальное тампонирование. Принципиальная схема поинтервального тампонирования

План:

1. Принципиальная схема поинтервального тампонирования.
2. Гидродинамические способы поинтервального тампонирования.

1. ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ.

Поинтервальное тампонирование может осуществляться при поочередной изоляции выделенных зон в интервал скважины. Опыт применения пакеров различных конструкций испытательного инструмента, опробователей различного назначения показал, что попытки обеспечения надежной изоляции заданного интервала в открытом стволе скважины механическими способами не увенчались успехом.

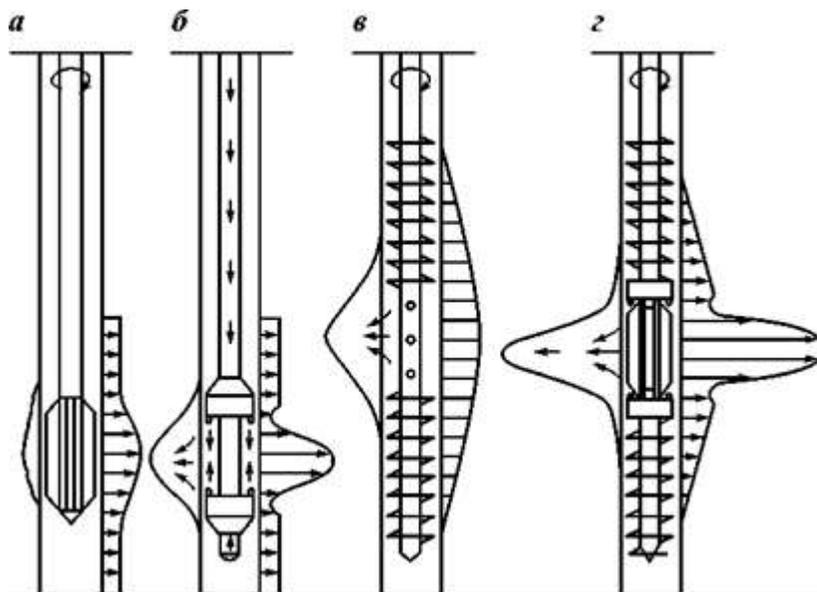
Используем с целью изоляции заданных интервалов открытого ствола скважины гидродинамические методы, основанные на исключении межинтервальных перетоков за счет принудительного воздействия на статический или естественный характер распределения давления.

Рационально использовать технологию поинтервального тампонирования скважин в следующих условиях.

1. *Интервалы изоляции* превышают 20-30 м. При увеличении протяженности изолируемого интервала репрессия на пласт увеличивается с глубиной, а значит и приемистость нижних интервалов при постоянном пластовом давлении выше, чем верхних. В верхних интервалах тампонирования могут образовываться открытые каналы и пустоты, приводящие впоследствии к заколонным перетокам. Гидравлический расчет фильтрационной приемистости скважин в типовых горно-геологических условиях показывает, что при разнице репрессий на пласт на верхнем и нижнем интервалах 0,3-0,4 МПа проникновения раствора в верхние участки зоны тампонирования не происходит и им можно пренебречь, а следовательно, отсутствует надежный контакт раствора с породой, и это не предотвратит заколонных перетоков и загрязнения окружающей среды.
2. *Фильтрационная неоднородность* интервала тампонирования. При наличии в разрезе более и менее проницаемых пород в процессе изоляционных работ наиболее приемистый участок может поглощать основную часть раствора, а следующий - остаток. Интервалы, расположенные выше одного-двух наиболее приемистых интервалов, как правило, не закрепляются тампонажным раствором. Поэтому рационально изолировать такие интервалы последовательной закачкой тампонажного раствора в зоны расчетной протяженности, ограниченной одним или двумя наиболее приемистыми пропластками.
3. *Существование интервалов*, характеризующихся катастрофическими поглощениями. В этом случае возможный расход поглощения раствора пластом

может превышать реальный расход цементировочного агрегата и часть интервала изоляции не будет заполнена цементным или другим раствором. Задача поинтервальной изоляции в данном случае сводится к выбору и изоляции зоны, приемистость которой ниже возможного расхода закачки смеси.

4. *Объемы закачки* в наиболее проницаемые зоны ограничены. При поинтегральном тампонировании может быть получена существенная экономия из-за снижения потерь тампонажного раствора.
5. *Дефицит труб.* При поинтегральном нагнетании тампонажного раствора в пласт под большим давлением равномерно по всей длине ствола обеспечивается качественное закрепление пород в околоскважинной зоне, что в некоторых случаях



исключит необходимость спуска обсадных труб и приведет к упрощению конструкции и удешевлению скважины.

*Принципиальная схема поинтервального тампонирования скважин рис 53.1:
а - инерционный способ; б - струйный способ; в - шнековый (винтовой) способ; г -
комбинированный способ*

2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ.

Гидродинамические способы поинтервального тампонирования скважины основаны на создании в изолируемом интервале перепада давления на пласт существенно большего, чем на соседних (гидродинамический барьер). Предполагаются *четыре* схемы поинтегрального тампонирования скважины на основе различных способов интервала закачки раствора от соседних.

Первый способ (рис. 53.1, а) - инерционный, заключается в спуске в интервал тампонирующего специального инструмента, состоящего из нагнетательного узла, снабженного лопастями, закрепленными по радиусу параллельно оси скважины. При вращении инструмента в интервале установки узла нагнетания под воздействием центробежных сил репрессия на пласт увеличивается, что приводит к преобладающему проникновению тампонажного раствора в заданном интервале.

Второй способ создания в интервалах ствола скважины дополнительной репрессии на заданном интервале основан на эффекте истечения струи из гидромониторных насадок (рис. 53.1, б). В скважину опускают инструмент, состоящий из двух блоков гидромониторных насадок, направленных друг к другу и разнесенных на длину интервала тампонирующего. К гидромониторным насадкам тампонажный раствор подводят через буровые трубы под давлением. При истечении струй тампонажного раствора из насадок в зоне тампонирующего создается давление, обусловленное гидравлической составляющей, пропорциональной квадрату скорости истечения.

Напротив границ зоны тампонирующего, где устанавливаются блоки насадок, создается вакуум, обусловленный снижением статической составляющей напора при увеличении гидродинамической в случае истечения с высокими скоростями. Оценим возможности струйного метода поинтервального тампонирующего. Дополнительная репрессия на пласт в интервале зоны поглощения определяется динамической составляющей уравнения Бернулли, где v - скорость истечения струи из насадки.

Третий способ поинтервального тампонирующего при изоляции расчетного интервала от соседних получил название винтового и заключается в спуске в интервал изоляции узла нагнетания, с обоих торцов которого устанавливаются шнеки, турбулизаторы или винты, навитые в противоположную по отношению друг к другу сторону. При вращении инструмента шнеки, винты или турбулизаторы создают подпор на выбранный интервал тампонирующего, обеспечивая тем самым повышенную репрессию на пласт и интенсификацию поглощения раствора в заданной зоне (рис. 53.1, в). Учитывая, что в процессе изоляционных работ целесообразно обеспечить правое вращение инструмента, выше узла нагнетания устанавливаются шнеки, винты или турбулизаторы левой навивки, а ниже - правой.

В разных горно-геологических условиях использование каждого из вышеперечисленных способов поинтегрального тампонирующего в отдельности не обеспечивает необходимой разницы перепада давления на пласт в зоне тампонирующего и в соседних интервалах, исключающей межинтервальные перетоки, а следовательно и высокую избирательную способность метода. В таких случаях рекомендуется применять *четвертый способ* поинтервального тампонирующего, основанный на различном сочетании инерционного, струйного и шнекового (винтового) способов (рис. 53.1, г).

Контрольные вопросы:

1. В каких целях производят поинтервальное тампониование?
2. Когда целесообразнее всего применять поинтервальное тампониование?
3. Какие способы поинтервального тампониования вы знаете?
4. Опишите третий способ поинтервального тампониования.
5. Когда рекомендуется применять четвертый способ поинтервального тампониования?
6. Начертите принципиальную схему поинтервального тампониования скважин.

Урок 54: Гидродинамические основы взаимодействия тампонажного раствора с пластом

Физико-химические основы контакта раствора с пластом и влияние на его количество химического состава применяемого изолятора исследовались многими учеными, а вопросы проникновения тампонажного раствора в неоднородный по фильтрационным свойствам пласт и эффективность крепления скважины почти не изучались. Без таких исследований эффективная разработка новой технологии не может быть успешной.

При тампониовании скважины целесообразно создавать турбулентный режим фильтрации раствора, который способствует более равномерной и плотной изоляции заданного интервала.

Режим фильтрации может изменяться при увеличении или уменьшении перепада давления на пласт, расхода закачки, глубины проникновения от скважины, площади изолируемой поверхности, изменении фильтрационных свойств интервала изоляции или тампонажного раствора. Определим основные реальные пути регулирования режима фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне.

Режим фильтрации в околоскважинной зоне определяется критическим значением числа Рейнольдса Re_{KP} . Наиболее фундаментальным исследованием по определению критических значений числа Рейнольдса для различных сред считается работа А.И. Абдулвагабова.

Скорость фильтрации уменьшается с удалением от скважины, а давление, создаваемое специализированным инструментом при изоляции заданного интервала, выбирается не только для обеспечения турбулентного режима течения тампонажного раствора, но и с учетом предотвращения перетока раствора из тампонируемого интервала в соседние.

Контрольные вопросы:

1. В следствии чего может изменяться режим фильтрации?
2. Каким образом определяется режим фильтрации в околоскважинной зоне?
3. Какова зависимость между скоростью фильтрации с удалением от скажины?
4. Как выбирается давление для изоляции заданного интервала?
5. Чья работа является наиболее фундаментальной по определению критических значений Рейнольдса?

Урок 55: Технологические требования к изоляции

В процессе *изоляционных работ* с целью исключения гидравлической связи пластов, вскрытых скважиной, необходимо следующее:

- избирательное нагнетание тампонажного раствора в заданный интервал изоляции независимо от его мощности, свойств и т.д.;
- исключение поглощения тампонажного раствора в соседних с изолируемым интервалах;
- равномерное проникновение тампонажного раствора в интервале изоляции на расчетную глубину, исключение вероятности образования в околоскважинной зоне открытых каналов и пустот, не заполненных изолирующим материалом;
- обеспечение равномерного нагнетания тампонажного раствора в заданный промежуток времени в период с затворения до момента начала схватывания;
- использование в качестве тампонажного раствора разных смесей с широким спектром добавок и наполнителей.

Для выполнения вышеупомянутых условий следует выполнять определенные технологические операции, а именно:

- создать в интервале изоляции избыточную репрессию на пласт, обеспечивающую преимущественное проникновение тампонажного раствора в заданной зоне;
- тампонирующее проводить последовательно, начиная с наиболее проницаемого интервала к наименее проницаемому;
- изолировать интервал тампонирующего с приемистостью не ниже производительности насосного оборудования, закачивающего раствор в скважину;
- нагнетать тампонажный раствор в пласт под давлением, обеспечивающим турбулентный режим фильтрации в околоскважинной зоне;
- равномерно перемешивать и диспергировать тампонажный раствор в интервале тампонирующего;
- обеспечивать извлечение инструмента из скважины после начала схватывания раствора в интервале изоляции;
- доставлять вовремя добавки и наполнители различного состава в интервал изоляции, исключать возможность образования застойных зон выше интервала тампонирующего.

Контрольные вопросы:

- 1. Что необходимо делать с тампонажным раствором в интервале тампонирующего?**
- 2. Перечислите основные условия, выполнение которых необходимо для исключения гидравлической связи пластов.**

Урок 56: Пескование как физический процесс

Одной из наиболее распространенных причин снижения дебита песчаных скважин является засорение фильтра (*пескование скважины*) и снижение его пропускной способности. Это часто связано с пескованием, когда длительный вынос в через фильтр водоносной породы забивает его внутреннюю полость.

Конструкция фильтровой зоны скважин на песок состоит из гравийной обсыпки и сетчатого фильтра. Гравий непосредственно контактирует с водоносной породой и задерживает механические примеси. Однако основную нагрузку принимает на себя фильтр, состоящий из перфорированной трубы, проволочной обмотки и сетки. Размер ячеек сетки подбирается в соответствии с фракционным составом каждой конкретной скважины.

Неправильный подбор или разрушение водоприемной поверхности приводит к запесочиванию. Например, если гравийная обсыпка сделана некачественно или размер ячеек сетки не препятствует свободному проникновению песчинок, полость фильтра заносится песком, происходит так называемое пескование скважины. Дебит снижается вплоть до полного выхода ее из строя. Сетка фильтра также может быть повреждена в процессе монтажа фильтровой колонны или в результате коррозии. Возникающие множественные разрывы, беспрепятственно пропускают твердые частицы через фильтр.

Засорение фильтра песком происходит и в результате неправильной эксплуатации. Неравномерный режим откачки воды дестабилизирует водоносную породу. Если вода используется нерегулярно, допускаются длительные простои, то вероятность забивания фильтра существенно повышается.



Погружной насос рис 56.1

Применение *погружных насосов* большой мощности, не соответствующих производительности скважины, также создает условия, при которых механические

частицы засасываются вместе с потоком воды. Одновременно увеличивается износ сетки фильтра за счет абразивного истирания.

Заполнение полости фильтра формирует песчаную пробку. Перекрываются отверстия перфорации, и вода перестает поступать либо поступает очень медленно. В результате вы не сможете получить необходимое количество воды, быстро изнашивается насос.

Восстановление при песковании требует привлечения специалистов. Стоимость ремонта может различаться и иногда бывает сопоставимо с бурением новой. Следует отметить, что выход скважины из строя часто связан с ошибками при ее сооружении. Нередко устранение причин пескования в таких случаях бывает невозможным либо экономически неоправданным. Поэтому заказчик более всего рискует при обращении к буровой компании с неоднозначной репутацией.

Однако в большинстве случаев ремонт будет возможен. Факторов, которые могут повлечь за собой пескование довольно много. Главным правилом регенерации является своевременная диагностика и устранение причин засорения фильтра. При заметном уменьшении дебита необходимо срочно обратиться в специализированную организацию. Это позволит приступить к ремонту на ранних стадиях проявления проблемы и максимально продлить срок её службы.

Контрольные вопросы:

- 1. Дайте определение термину “Пескование”.**
- 2. Каким образом пескование влияет на процесс бурения?**
- 3. Какие факторы образования пескования вы знаете?**
- 4. Что может повлечь за собой применение погружных насосов несоответствующих производительности скважины?**
- 5. В результате чего происходит засорение фильтра?**

Урок 57: Механизм движения песка в около скважинной зоне

Пластовый песок может проникать в скважину при наличии фильтрации и без нее. На практике пескопроявления обычно обусловлены воздействием фильтрационного потока на продуктивный пласт, в процессе которого происходит изменение его структуры за счет удаления отдельных частиц или их агрегатов из околоскважинной зоны. При низких скоростях фильтрации силы сцепления между частицами превосходят силы гидродинамического давления и суффозии не наблюдается. С увеличением скоростей фильтрации силы гидродинамического давления разрушают структурные связи между частицами или агрегатами последних.

Скорости, при которых начинается разрушение структурных связей грунта и начинается *суффозия*, называют *критическими*.

Определению критических скоростей фильтрации из пласта посвящено много исследований, которые не сводятся к общему знаменателю. Достаточно точно определяются критические скорости фильтрации для выноса частицы с поверхности воронки бесфильтровой скважины или речного дна. В этом случае частица находится в свободном состоянии и ее путь миграции не прегражден другими частицами. В реальных условиях в пласте частица находится в стесненном состоянии, так как окружена соседними частицами, часть которых преграждает путь возможного перемещения. В этой связи на суффозионные процессы влияют не только скорости фильтрации, размер частиц и коэффициент трения породы, но и степень неоднородности песка, его окатанности, кольматации околоскважинной зоны пласта при вскрытии, характер освоения скважины и другие факторы. Очевидно, что учесть влияние вышеперечисленных параметров для всего многообразия горно-геологических условий и создать универсальные зависимости для прогнозирования суффозии не реально. Известные формулы применимы только для строго оговоренных условий и не позволяют охарактеризовать процесс миграции песка в околоскважинной зоне в целом.

Отсутствие до настоящего времени удовлетворительного описания суффозии для различных условий проведения работ, методики прогноза выноса песка из скважины при эксплуатации пласта обусловлено тем, что в качестве основного параметра, по которому прогнозировалась суффозия, принималась скорость фильтрации, являющаяся по своей сути подчиненным фактором. Некоторыми исследователями отмечается, что абсолютная скорость после установившегося режима, особенно для малых скоростей фильтрации, слабо влияет на вынос песка. К *резкой интенсификации* пескования приводит изменение скорости фильтрации как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Другими словами, вынос песка существенно возрастает при дестабилизации режима фильтрации, а с течением времени при установившемся режиме резко уменьшается (иногда до нуля). При установившемся режиме фильтрации вокруг пор пласта, обсыпки или отверстий фильтра формируется арочная структура, силы сцепления между частицами и перепада давления компенсируют друг друга при заданном режиме фильтрации. При изменении режима эксплуатации меняется расход через арочную структуру, перепад давления на арке, что приводит к ее переформированию. Переформирование арки происходит после ее полного

обрушения и выноса обрушенной породы из скважины, что и приводит к интенсификации пескования. Новая арка формируется на расстоянии от отверстий пор грунта или фильтра, соответствующем измененному расходу через арку и перепаду давления при новом режиме.

Автором установлено, что основной фактор, определяющий суффозию, — режим фильтрации флюида в околоскважинной зоне. При ламинарном режиме возможно формирование устойчивых арочных структур и предотвращение пескования при установившейся фильтрации. В случае турбулентной фильтрации арочные структуры под воздействием пульсирующих скоростей и давления на контуре разрушаются, что приводит к суффозии. *Нарушение устойчивых структур* можно наблюдать и в случае ламинарного режима при остановке или интенсификации откачки. В этом случае также наблюдается пульсация давления на контуре арочной структуры, возникает гидравлический удар и дестабилизация режима фильтрации. Последний учитывает влияние на суффозию кольматационных процессов. При кольматации снижается активная пористость грунта, увеличиваются скорости фильтрации, возникает ранняя турбулизация потока, что приводит, как правило, к интенсификации суффозии.

Вынос песка при фильтрации и отсутствии удовлетворительного фильтра происходит в периодическом режиме, который в зависимости от условий проведения работ может либо интенсифицироваться, либо стабилизироваться и прекратиться. Стабилизация выноса песка происходит при формировании в околоскважинной зоне естественного фильтра. Естественный фильтр в процессе откачки образовывается редко, что связано с определенным фракционным составом песка продуктивного пласта, характеризующегося практически отсутствием средних фракций. Присутствие в песке средних фракций препятствует выносу мелких частиц через крупные, а следовательно и формированию естественного фильтра.

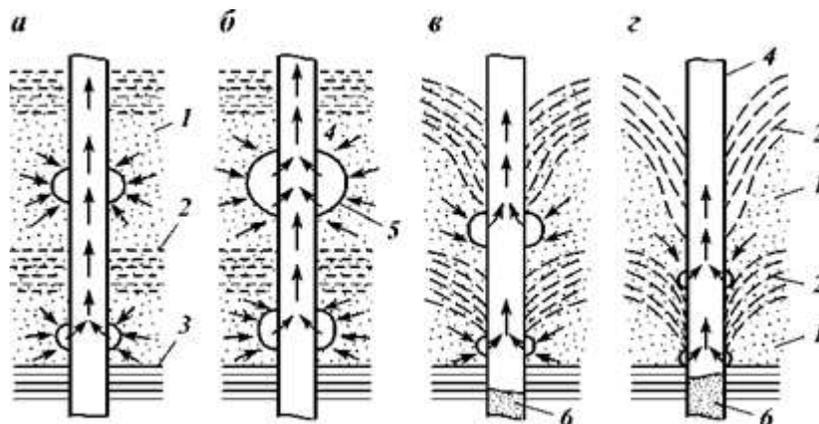
Обычно *фракционный состав* песков продуктивного пласта характеризуется плавным изменением размера частиц по кривой гранулометрического состава. В таких условиях процесс формирования естественного фильтра затрудняется и стабилизации пескования со временем не происходит. При невозможности стабилизации и прекращения выноса песка пескование приводит к необратимым явлениям, связанным со снижением эксплуатационных характеристик и прежде всего - снижением удельной производительности скважин. Снижение удельной производительности скважины происходит за счет замещения более проницаемых пород продуктивного пласта на менее проницаемые и в различных горно-геологических условиях протекает по-разному.

Продуктивный пласт слагается обычно неоднородными (по фильтрационным свойствам в вертикальном разрезе) породами с чередованием более и менее проницаемых пропластков. Основной приток в скважину при эксплуатации, а следовательно и максимальные скорости фильтрации наблюдаются в более проницаемых пропластках, что приводит к преобладающему выносу песка через эти интервалы. По мере эксплуатации объем вынесенной из наиболее продуктивных интервалов породы увеличивается и растет объем полостей, образованных в околоскважинной зоне.

С увеличением объема каверны ее устойчивость снижается и при некоторых критических значениях происходит обрушение стенок, сопровождающееся резким увеличением песка, поступающего в скважину и формирующего песчаную пробку (рис. 8.1). При обрушении каверны менее проницаемые пески из вышележающих интервалов, обогащенные глинистыми и другими колющими частицами частично перекрывают проницаемый интервал.

В процессе последующей откачки в нижней части наиболее проницаемого интервала вновь формируется каверна, но уже на менее протяженном интервале притока. Сопротивления притоку в околоскважинной зоне за счет замещения части проницаемой породы на менее проницаемую увеличиваются, что приводит к усугублению неравномерности эпюры входных скоростей фильтрации и более резкому развитию каверны в горизонтальном направлении.

С уменьшением угла наклона поверхности воронки к горизонтали ее устойчивость снижается, что приводит к увеличению чувствительности свода к колебаниям давления в



гидравлической системе и ускоренному разрушению при изменении режима откачки. Вторичное и последующее обрушение воронки происходит за меньший промежуток времени, чем первичное. Это связано с усугублением неравномерности притока в скважину и возникновением каверны критического размера с критическими скоростями фильтрации на поверхности при меньшем дебите. Итак, в процессе освоения скважины при постоянном дебите в неоднородных песках происходит периодическое ускоряющееся во времени разрушение сводов, образующихся при выносе песка из каверн и проницаемые породы замещаются на менее проницаемые.

Развитие суффозии в неоднородных по фильтрационным свойствам песках рис 57.1:

а — освоение скважин; б — развитие суффозионных воронок и каверны; в — частичное перекрытие интервалов слабопроницаемыми породами; г — экранирование приемной части скважины; 1 — проницаемые породы; 2 — менее проницаемые породы; 3 — водоупор; 4 — скважина; 5 — каверна; 6 — песчаная пробка

Контрольные вопросы:

1. Что называют критическими скоростями?

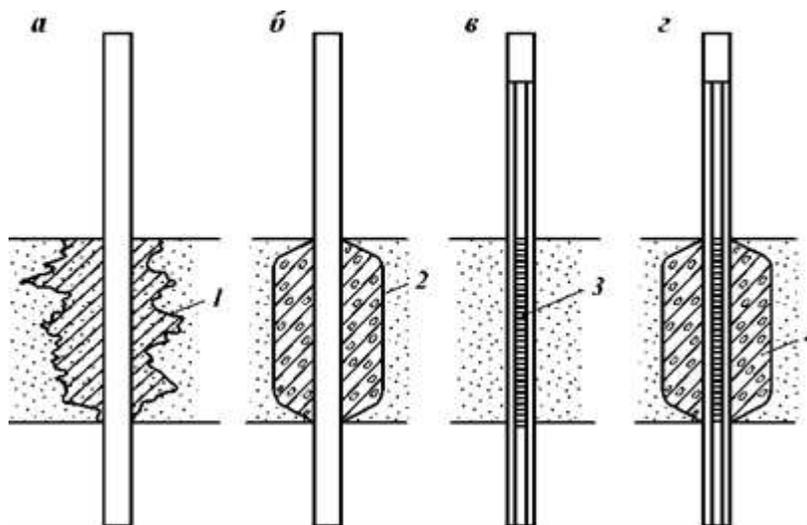
2. **Что приводит к резкой интенсификации песка?**
3. **Чем характеризуется фракционный состав песков продуктивного пласта?**
4. **Перечислите этапы развития суффозии в неоднородных песках.**
5. **Что происходит с уменьшением угла наклона воронки?**
6. **В каких случаях можно наблюдать нарушение устойчивых структур?**

Урок 58: Методы предотвращения пескования

Существуют *гидродинамический* и *механический* методы предотвращения суффозии.

Гидродинамический метод может быть применен в относительно устойчивых породах, когда за счет эксплуатации в умеренных режимах пескования можно избежать. Суть метода заключается в исключении возникновения значительных депрессий на пласт в ограниченные промежутки времени, приводящих к нарушению ранее устойчивой структуры пород. Величина критических депрессий для конкретных горно-геологических условий должна определяться по методике, аналогичной определению критического градиента гидроразрыва пласта. Обычно эксплуатация скважин при ограниченном дебите экономически не выгодна.

Механический метод заключается в создании на пути миграции частиц при суффозии различных преград. Известен способ закрепления пород продуктивного пласта в околоскважинной зоне синтетическими материалами, упрочняющими структурные связи между частицами. Недостаток этого способа — существенное снижение проницаемости пород в околоскважинной зоне за счет заполнения клеящим веществом пор грунта и снижения его активной пористости. С целью устранения снижения пористости грунта при креплении прифилтровой зоны был разработан способ, заключающийся в создании в интервале продуктивного пласта каверны, заполнения каверны материалом с повышенной проницаемостью. В дальнейшем частицы этого материала скрепляются синтетическими материалами — смолами.



Типовые схемы механических способов предотвращения пескования 58.1:

а — крепление пород призабойной зоны 1 специальными составами; б — создание каверны 2, ее заполнение высокопроницаемым материалом с последующим закреплением специальными составами; в — экранирование пород призабойной зоны фильтром 3; г — экранирование пород призабойной зоны фильтром через промежуточный слой гравия 4

В процессе склеивания заполнителя формируются тупиковые поры, наличие которых приводит к существенному снижению активной пористости грунта и как следствие —

повышению гидравлического сопротивления. Кроме того, существенную трудность представляет собой обеспечение равномерного распределения клеящего вещества в порах заполнителя.

Наиболее прогрессивным методом предотвращения суффозии считается *экранирование* поверхности песка продуктивного пласта фильтром. Известны самые разнообразные конструкции фильтров, суть которых заключается в задержании частиц песка продуктивного пласта вокруг отверстий фильтра. Размер отверстий фильтра выбирается по определенной методике с целью предотвращения выноса через них песка в соответствии с характерным размером частиц песка. Фильтры устанавливают также для поддержания устойчивости пород околоскважинной зоны при креплении их синтетическими материалами.

Наиболее прогрессивны конструкции скважин, когда между песком продуктивного пласта и каркасом фильтра намывают высокопроницаемый материал (гравий). *Гравийные фильтры* нашли наиболее широкое применение в отечественной и зарубежной практике как наиболее перспективные и характеризуются следующими преимуществами:

- высокая проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых пор;
- неограниченная поверхность фильтрации и любая форма заполнения гравием каверны;
- малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов;
- малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6—10 раз;
- простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине и возможность оперативного удаления фильтра при его замене; равномерный приток по длине фильтра.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие методы суффозии вы знаете?**
- 2. Какими преимуществами обладают гравийные фильтры?**
- 3. Что такое тупиковые поры?**
- 4. Какая конструкция скважин считается наиболее прогрессивной?**
- 5. Как называются синтетические материалы, используемые для скрепления?**

КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Урок 1: Выбор способа бурения

Техническая часть проекта начинается с выбора способа бурения. На этой основе далее рассчитывается конструкция скважины, выбирается породоразрушающий инструмент, проектируется технология бурения, определяется соответствующий инструмент и оборудование, формируется база производственного обеспечения. Поэтому выбор способа бурения является сложной и ответственной задачей.

При бурении на нефть и газ в настоящее время достаточно широко применяются вращательный способ бурения с использованием гидравлических забойных двигателей и ротора. В стадии разработки и широкого экспериментирования находится бурение с использованием электробуров. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, которые и учитываются при проектировании для конкретных условий.

Бурение гидравлическими забойными двигателями возможно:

- при проходке скважин глубиной 3000 – 3500 м, так как при больших глубинах велики потери давления бурового раствора в колонне бурильных труб и кольцевом пространстве;
- при температуре в скважине не более 140 – 150 °С в связи с тем, что при больших температурах обремененные детали двигателей выходят из строя;
- при плотности бурового раствора не более 1,7 г/см³, при большей плотности работа гидравлического забойного двигателя практически невозможна;
- при применении растворов с малой степенью аэрации;
- при турбинном бурении диаметр скважины должен быть не менее 190,5 мм, так как турбобуры малого диаметра имеют низкие энергетические характеристики.

Вместе с тем использование этого способа позволяет:

- применять бурильные трубы с низкими механическими свойствами материала;
- уменьшить износ колонны труб в процессе бурения;
- сравнительно просто управлять искривлением скважин, в том числе и горизонтальных;
- бурить скважины долотами, для которых разрушение породы на забое наиболее эффективно при большой частоте вращения (алмазные, ИСМ).

Однако при применении гидравлических забойных двигателей:

- ухудшается очистка ствола от шлама;
- увеличивается вероятность прихвата инструмента;
- мала гидравлическая мощность, реализуемая в долоте за счет струйных насадок;

- исключается возможность регулирования частоты вращения породоразрушающего инструмента с целью оптимизации процесса бурения;
- гидравлические забойные двигатели достаточно дороги и требуют сложного ремонта.

Роторный способ вращения породоразрушающего инструмента наиболее рационален:

- при бурении глубоких интервалов скважин, где наиболее эффективно применение долот с герметизированными опорами при малой частоте вращения инструмента с целью максимального увеличения проходки за рейс для уменьшения затрат времени на спуско – подъемные операции;
- при разбурировании мощных толщ пластичных пород, когда необходимо применение энергоёмких долот (с большой высотой зуба и большим шагом зубьев);
 - при высоких забойных температурах;
 - при применении как азрированных буровых растворов, так и растворов с высокой плотностью;
 - при отборе керна.

При использовании этого способа бурения:

- улучшается очистка ствола от шлама;
- возможно регулирование частоты вращения инструмента и расхода бурового раствора в необходимых пределах с целью оптимизации процесса бурения.

Но при роторном способе бурения:

- велики затраты мощности на вращение колонны бурильных труб;
- необходимо применение высококачественных бурильных труб;
- велика вероятность обвалов стенок скважины;
- затруднено управление искривлением ствола.

Бурение с использованием электробуров лишено основных недостатков как роторного, так и турбинного способов, за исключением невозможности его использования при высоких забойных температурах. Однако применяется этот способ сравнительно редко из-за сложности передачи электроэнергии на забой скважины.

Способ бурения может быть также выбран в зависимости от рекомендованной частоты вращения породоразрушающего инструмента, который планируется использовать при проходке скважин. Сам предварительный выбор долот осуществляется в основном исходя из экономических показателей, основной из которых их стоимость. Так, если частота вращения инструмента должна быть не более 100 об/мин, то наиболее эффективен роторный способ бурения, при частоте вращения 100 – 250 об/мин рационально применение винтовых забойных двигателей, при частоте вращения 250 – 400 об/мин – турбобуры со ступенями гидроторможения, а при больших частотах – обычные турбобуры. Для снижения частоты

вращения инструмента могут быть запроектированы редукторные вставки, однако пока надежность их работы и моторесурс малы.

Следует отметить, что в конкретных условиях может быть использована комбинация различных способов. Так, например, бурение под направление осуществляется роторным способом (с целью предотвращения размыва устья скважины), далее до глубины 3000 м – турбинным, а затем до проектной глубины – роторным. При отборе керна с кernoотборным инструментом типа «Недра» используются винтовые забойные двигатели, обеспечивающие малую частоту вращения инструмента, а на остальных интервалах – турбинный.

Наиболее объективно способ бурения, весь необходимый инструмент, технология проходки ствола и другие технические решения могут быть запроектированы на основе бурения опорно-технологических скважин (ОТС) на которых апробируются различные сочетания всех указанных выше параметров, а затем путем статистического анализа полученных данных определяются оптимальные проектные решения, обеспечивающие минимальную себестоимость метра скважины.

Урок 2: Построение конструкции скважин

Конструкция скважины включает в себя данные:

- о глубине скважины;
- о способе вскрытия продуктивного горизонта и конструкции призабойной зоны;
- о диаметре скважины в различных интервалах;
- о диаметрах и глубинах спуска обсадных колонн;
- об интервалах затрубного цементирования с указанием свойств тампонажных смесей;
- об интервалах и параметрах искусственного искривления скважины.

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, конструкция скважины должна обеспечивать:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Для крепления стенок скважины и решения других задач в нее могут быть опущены следующие колонны обсадных труб:

1. Направление длиной от нескольких до десятков и сотен метров, предназначенное для предотвращения размыва устья скважины и организации циркуляции бурового раствора. В ряде случаев направление может отсутствовать, а для соединения скважины с циркуляционной системой на устье выкапывается приямок и используется вертикальный шламонасос (ВШН). При бурении в зонах многолетнемерзлых пород направлений может быть несколько (удлиненные направления),

предназначенных для перекрытия интервалов несвязных горных пород, обрушающихся в результате растепления. Иногда направление задавливается (забивается).

2. Кондуктор длиной до 1000 – 1200 м, предназначенный для перекрытия разреза с неустойчивыми породами и пресноводных пластов, а также установки противовыбросового оборудования (ПВО) и подвески последующих колонн.

3. Промежуточная (техническая) колонна.

Таких колонн может быть несколько. Они предназначены для разобщения интервалов скважины с несовместимыми условиями бурения. Необходимая глубина спуска промежуточных колонн определяется по градиентам пластовых (поровых) давлений, давлений гидроразрыва (поглощения) пород и по устойчивости стенок скважины.

Промежуточные колонны могут быть сплошными, т.е. доходящими до устья скважины, и потайными, которые в свою очередь делятся на хвостовики, входящие в верхней части в предыдущую колонну, и летучки.

4. Эксплуатационная колонна, предназначенная для разобщения продуктивного горизонта от остальных пород, сообщения эксплуатируемого пласта с поверхностью, воздействия на пласт с целью интенсификации притока флюида, размещения необходимого эксплуатационного оборудования.

Минимальная глубина спуска кондуктора и промежуточных колонн определяется также исходя из того, чтобы исключить возможность гидроразрыва пород после полного замещения в скважине бурового раствора пластовым флюидом при загерметизированном устье скважины (закрытом превенторе).

Конструкция скважины считается одноколонной, если отсутствуют промежуточные колонны, т.е. направление и кондуктор в число колонн не входят.

Все выходящие на поверхность обсадные колонны, кроме направления и кондуктора, необходимо подвешивать на устье и жестко связывать с уже спущенными колоннами с помощью колонных головок, обеспечивающих:

- монтаж противовыбросового оборудования;
- контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- возможность аварийного глушения скважины;
- герметичность межколонных пространств;
- испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность;
- монтаж необходимого оборудования для освоения и эксплуатации скважины.

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат:

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

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

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

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

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

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

В курсовом проекте по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» проектируется вертикальная скважина и рассчитываются только диаметры ствола и обсадной колонны, а конструкция призабойной зоны, количество и глубины спуска колонн принимаются такими же, какие применялись на предприятии, где проходила производственная практика, и где был собран исходный материал.

Проектирование производится снизу вверх. Сначала задается диаметр эксплуатационной колонны, исходя из предполагаемого дебита скважины, ориентируясь на данные табл.2.1.

Таблица 2.1. Рекомендуемые условные диаметры эксплуатационной колонны

Диаметры эксплуатационной колонны (мм) при ожидаемом дебите									
нефти, т/сут.					газа, тыс.м ³ /сут.				
до 40	до 100	до 150	до 300	бо-лее 300	до 75	до 250	до 500	до 1000	до 5000
114	127-140	146	168-178	178-194	114	114-140	146-178	178-219	219-273

Для выбранных труб по табл. 2.2 определяется диаметр муфт, а по данным табл. 2.3. – необходимый зазор между муфтой и стенкой скважины. Этот зазор определен Правилами безопасности и необходим для обеспечения беспрепятственного спуска колонн и качественного их цементирования.

Таблица 2.2. Основные размеры обсадных труб и муфт к ним, мм

Номинальный наружный диаметр труб	Толщина стенки труб	Диаметр муфты
114,3	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2	127,0
127,0	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7	141,3
139,7	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5	153,7
146,1	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7	166,0
168,3	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1	187,7
178,8	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 13,7; 15,0	194,5

193,7	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1	215,9
219,1	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2	244,5
244,5	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9	269,9
273,1	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5	298,5
298,5	8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,5	323,9
323,9	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0	351,0
339,7	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4	365,1
351,0	9,0; 10,0; 11,0; 12,0	376,0
377,0	9,0; 10,0; 11,0; 12,0	402,0
406,4	9,5; 11,1; 12,6; 16,7	431,8
426,0	10,0; 11,0; 12,0	451,0
473,1	11,1	508,0
508,0	11,1; 12,7; 16,1	533,4

Таблица 2.3. Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадной колонны и скважины

Условный диаметр обсадных труб, мм	Разность диаметров, мм
114,127	15
140,146	20
168, 178, 194, 219, 245, 273, 299	25
	35
324, 340, 351, 377, 426	39-45

Расчет минимально допустимого диаметра скважины $D_{скв}$ ведется по формуле

$$D_{скв} = D_m + \delta \quad (2.1)$$

где D_m – диаметр муфты; δ – необходимый зазор.

По найденному значению диаметра скважины подбирается ближайший больший нормализованный по ГОСТ 20692 – 75 диаметр долота D_0 (см. табл. 3.3, 3.4). По принятому диаметру долота рассчитывается внутренний диаметр D_e предыдущей обсадной колонны по формуле

$$D_e = D_0 + 2\Delta \quad (2.2)$$

где Δ - радиальный зазор между долотом и внутренней стенкой обсадной трубы.

Величина Δ принимается равной 5...10 мм. По внутреннему диаметру колонны по табл.2.2. выбирается ближайший больший нормализованный наружный диаметр труб и муфт к ним. В курсовом проекте принимаются средние значения толщины стенки колонны и величины зазора.

Такой расчет ведется для всех запроектированных колонн.

На последнем этапе проектирования выбирается колонная головка. Однофланцевые колонные головки (рис.2.1, а) крепятся к обсадной трубе с помощью резьбы или сварки, а двухфланцевые (рис. 2.1, б) – к предыдущей головке с помощью болтов.

Принято следующее условное обозначение колонных головок ОКК1 – 21 – 168x245 ГОСТ 30169 – 94.

Здесь

О – оборудование;

К – колонны обсадных труб;

К – клиновой трубодержатель;

1 – количество корпусов (подвешиваемых обсадных колонн), может быть 2,3;

21 – рабочее давление верхнего фланца, МПа;

168x245 – диаметры обсадных колонн, для которых предназначена колонная головка, мм.

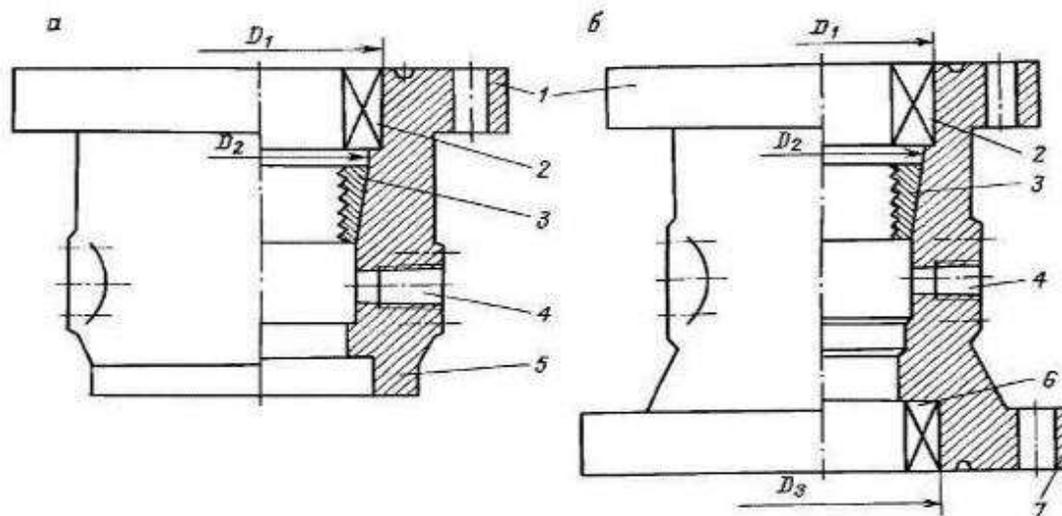


Рис.2.1. Колонные головки по ГОСТ 30196 – 94:

а – однофланцевая нижняя; б – двухфланцевая промежуточная или верхняя; 1 – корпус с верхним фланцем; 2 – верхний уплотнитель; 3 – трубодержатель клиневой; 4 – боковой отвод; 5 – нижняя часть корпуса, соединяемая с обсадной трубой на резьбе, сваркой или другим способом; 6 – нижний уплотнитель; 7 – нижний фланец

Параметры колонных головок приведены в табл. 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4. Основные параметры однофланцевых колонных головок

Условный диаметр прохода верхнего фланца, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм	Условный диаметр обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
180	14; 21; 35	От 168 до 194	От 114 до 127
230	14; 21; 35	От 219 до 245	От 114 до 146
280	14; 21; 35	От 219 до 273	От 114 до 194
350	14; 21; 35	От 299 до 351	От 114 до 273
425	14; 21; 35	От 377 до 426	От 194 до 340
(480)	35	От 406 до 473	От 219 до 377
540	14; 21	От 473 до 530	От 273 до 426
680	7; 14; 21	От 560 до 720	От 406 до 630

Таблица 2.5. Основные параметры двухфланцевых колонных головок

Верхний фланец		Нижний фланец		
Условный диаметр прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
280	14; 21	280	14; 21	От 114 до 140
		350	14; 21	От 114 до 194
		425	14; 21	От 114 до 194
	35	280	21; 35	От 114 до 140
		350	21; 35	От 114 до 194
		425	21; 35	От 114 до 194
	70	280	35; 70	От 114 до 127
		350	35; 70	От 114 до 178
		425	35	От 114 до 194
	105	280	70; 105	От 114 до 127
		350	70; 105	От 114 до 168
		425	70	От 114 до 194

	140	280 350	105; 140 105	От 114 до 127 От 114 до 168
350	21	350	14; 21	От 127 до 194
		425	14; 21	От 140 до 245
		540	14; 21	От 140 до 245
	35	350	35	От 127 до 140
		425	21	От 140 до 194
		540	21	От 140 до 194
	70; 105	350	70; 105	От 114 до 178
		425	35; 70	От 114 до 245
		540	35	От 114 до 245
425	21	540	14; 35	От 194 до 340
		680	14	От 194 до 324
		540	35	От 194 до 394
	35	540	35	От 194 до 394
		540	35	От 194 до 299
		540	35	От 194 до 299
480	35	540	21	От 219 до 340
		680	21	От 219 до 377
	70	540	35	От 219 до 340
		540	35	От 219 до 340
540	21	680	14	От 273 до 426
		680	21	От 273 до 426
680	14; 21	760	14	От 340 до 530

Урок 3: Режим бурения

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения инструмента (при роторном способе бурения);
- расход и качество бурового раствора;
- продолжительность рейса.

Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимается последнее. При обратной ситуации – принимается расчетная величина.

Аналитический расчет осевой нагрузки G_1 для шарошечных долот, при которой обеспечивается объемное разрушение породы, ведется по формуле

$$G_1 = \alpha P_w F \text{ кг}, \quad (3.1)$$

где α – коэффициент забойных условий, $\alpha = 0,33 - 0,59$, в проектировочных условиях $\alpha = 1$;

P_w – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см^2 ;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см^2 .

Для новых шарошечных долот

$$F = \frac{D_o}{2} \eta \delta \text{ см}^2, \quad (3.2)$$

где D_δ – диаметр долота, см;

η – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот $\eta = 0,7–1,7$, в расчетах можно принять $\eta = 1$;

δ – начальное притупление зубьев, см, $\delta = 1–4$ мм, в расчетах принимается среднее значение $\delta = 1,5$ мм.

В процессе бурения происходит износ зубьев долота, и опорная площадь увеличивается. Как показывают эксперименты, это увеличение составляет от пяти до восьми раз. В связи с этим в процессе бурения осевая нагрузка для обеспечения объемного разрушения породы должна постепенно повышаться.

При статистическом расчете осевой нагрузки G_2 используется формула

$$G_2 = qD_\delta \text{ кН}, \quad (3.3)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

D_δ – в мм.

Значения удельных осевых нагрузок для шарошечных долот приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Удельные осевые нагрузки для шарошечных долот

Тип долота	М	МЗ	МС	МСЗ, СЗ	С, СТ	Т, ТК	ТЗ, ТКЗ	К, ОК
Удельная нагрузка, кН/мм	0,1-0,2	0,2-0,5	0,3-0,6	0,3-0,8	0,4-1	0,6-1,5	0,5-1	1-1,5

Меньшие удельные нагрузки берутся для трещиноватых неоднородных пород и при высоких частотах вращения.

Для PDC, алмазных и ИСМ долот удельные осевые нагрузки принимаются в пределах от 50 до 400 кг/см. Большие значения берутся в более твердых породах.

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна превышать 80% от предельной $G_{\text{пред}}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота, т.е.

$$G_3 = 0,8 G_{\text{пред}}, \quad (3.4)$$

3.2. Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор.

Для безопорных долот расчет производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет в этом случае ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \frac{V_l}{D_\delta} \text{ об/мин}, \quad (3.5)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;
 D_δ – диаметр долота, м.

Для шарошечных долот линейная скорость принимается:

- в породах М – 3,4-2,8 м/с;
- в породах МС – 2,8-1,8 м/с;
- в породах С – 1,8-1,3 м/с;
- в породах СТ – 1,5-1,2 м/с;
- в породах Т – 1,2-1,0 м/с;
- в породах К – 0,8-0,6 м/с.

Для алмазных и ИСМ долот $V_l = 3-5$ м/с, для долот PDC $V_l = 1-2$ м/с.

Меньшие значения линейной скорости берутся

- в трещиноватых неоднородных породах;
- в твердых абразивных породах;
- при повышенных осевых нагрузках;
- для шарошечных долот с твердосплавным вооружением.

Расчет частоты вращения шарошечного долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой ведется по формуле

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\tau_z D_\delta} \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, мм;

τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

z – число зубьев на периферийном венце шарошки;

D_δ – мм.

Для современных шарошечных долот в среднем $d_{ш}=0,65 D_d$. Минимальное время контакта для упруго-пластичных пород равно 5-7 мс, для упруго-хрупких – 6-8 мс, для пластичных – 3-6 мс. Меньшие значения принимаются в более твердых породах. Число зубьев на периферийном венце шарошки зависит от типа долота, его диаметра и номера шарошки. В среднем оно может быть принято для долот диаметром 142,9-190,5-20 шт; 215,9-244,5-22 шт; 269,9-349,2-24 шт.

Максимально допустимая частота вращения шарошечного долота n_3 по стойкости опоры ведется по формуле

$$n_3 = \frac{T_o}{0,02(\alpha + 2)} \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы;

T_o – стойкость опоры, час;

$T_o = 0,0935 D_d$; где D_d – мм.

Для мягких пород $\alpha=0,7-0,9$, для средних $\alpha=0,5-0,7$, для твердых $\alpha=0,3-0,5$, т.е. с увеличением твердости пород этот коэффициент уменьшается.

Для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1, n_2, n_3 первое является оптимальным, а принятые не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 . Для безопорных долот принимается значение n_1 .

Общие рекомендации по осевой нагрузке на долото и частоте вращения инструмента сводятся к следующим:

- с увеличением твердости горной породы осевую нагрузку следует увеличить при одновременном снижении частоты вращения;
- в трещиноватых неоднородных породах указанные параметры процесса бурения следует снижать;
- в течение рейса осевая нагрузка постепенно увеличивается.

В зарубежной практике в качестве параметра оптимизации процесса бурения шарошечными долотами используется произведение осевой нагрузки G в кН на частоту вращения инструмента n в с^{-1} .

По рекомендации фирмы Хюз Тул это произведение должно быть равно около 200 для долот диаметром 120,6 мм и до 550 при диаметре долота 311,1 мм.

Для долот диаметром 215,9 мм $G \cdot n \approx 350$, т.е. если частота вращения инструмента принята $3,5 \text{ с}^{-1}$, то осевая нагрузка должна быть около 100 кН.

Приработка долот

После спуска нового долота в скважину необходимо произвести его приработку (обкатку). Это особенно важно при смене типа долота, так как в этом случае меняется профиль поверхности вооружения, и часть резцов (зубьев) может быть перегружена, что приведет к их поломке. Процесс бурения следует начинать при минимальной осевой нагрузке (с «навеса») на интервале до одного метра и минимальной частоте вращения инструмента. При роторном способе бурения приработка продолжается до 0,5 часа, при применении винтовых забойных двигателей до 15 мин, а турбобуров – 5-10 мин. За это время осевая нагрузка постепенно увеличивается практически от нулевой до расчетной, а при роторном бурении одновременно повышается и частота вращения инструмента.

Шарошечные долота с герметизированными опорами ставятся на забой без вращения, создается осевая нагрузка, равная приблизительно от 1/5 до 1/4 от расчетной, и начинается бурение с постепенным возрастанием нагрузки.

Определение оптимальной осевой нагрузки на долото в процессе бурения

Для решения этой задачи используется несколько методов. Наиболее часто применяются так называемые пассивный и активный методы поиска. В первом случае на породоразрушающий инструмент создается максимально допустимая осевая нагрузка, и подача инструмента прекращается (барабан лебедки затормаживается). При этом начинается режим «выработки», т.е. постепенного снижения осевой нагрузки на долото с течением времени. Сначала темп снижения осевой нагрузки достаточно велик, а затем он уменьшается, что свидетельствует об изменении характера разрушения породы на забое скважины. Оптимальной осевой нагрузкой будет такая, при которой отмечено это изменение, плюс 10-20 кН.

При активном методе поиска задается некоторая начальная осевая нагрузка и фиксируется время на бурение, например, одного метра, или проходка за определенный промежуток времени. Затем нагрузка повышается на 10-20 кН, и вновь фиксируется время или проходка. Эта операция повторяется несколько раз при ступенчато возрастающей осевой нагрузке. При этом время бурения интервала сначала резко снижается, а затем более менее стабилизируется, или даже повышается при турбинном бурении. Если измеряется проходка за определенные промежутки времени, то вначале она возрастает, а затем стабилизируется. Оптимальной будет такая нагрузка, при которой происходят эти изменения, минус 10-20 кН.

Урок 4: Выбор и расчет бурильной колонны. Выбор ПРИ

Проектирование бурильной колонны заключается в выборе оптимального варианта из множества допустимых. За оптимальную колонну принимается такая, для которой вес минимален, и максимально используются трубы низких групп прочности. Проектирование начинается с выбора компоновки низа бурильной колонны (КНБК), т.е. с определения диаметра и типа основной ступени УБТ, калибраторов, промежуточных опор, центраторов, стабилизаторов, если планируется их применение. Диаметр УБТ определяется в соответствии с рекомендациями табл. 8.1., а тип – со способом и условиями бурения.

Таблица 4.1. Соотношения диаметров долот и основной ступени УБТ, мм

Диаметр долота	Диаметр УБТ
190,5	159 (146)
215,9	178 (159)
244,5	203 (178)
269,9	219; 229 (203)
295,3; 320	229; 245; 254 (219; 229)
349,2	245; 254 (229; 245)
393,7 и более	273; 299 (254; 273)

Примечание: в скобках даны диаметры УБТ для осложненных условий бурения.

Далее проектируется колонна бурильных труб, т.е. определяется тип и диаметр труб, тип замковых соединений. Диаметр труб принимается согласно табл.4.2. Выбор типа труб производится на основании приоритетного перечня, в котором указана последовательность их рассмотрения при проектировании. Основной критерий приоритетного перечня – стоимость труб.

Таблица 4.2. Рекомендуемые соотношения диаметров обсадных и бурильных колонн, мм

Диаметр обсадной колонны	Способ бурения	
	забойными двигателями	роторный
178	89; 102 (90; 103)	89; 102 (90; 103)
219	114; 127 (129)	102 (103); 114
245	127; 140 (129; 147)	114; 127 (129)
273	140 (147)	127; 140 (129; 147)

299-377	140 (147)	140 (147)
---------	-----------	-----------

В курсовом проекте должно быть приведено обоснование выбора типа труб, преимущество выбранных труб перед другими.

Приоритетный перечень типов бурильных труб выглядит следующим образом:

- трубы бурильные с высаженными внутрь концами (В). Эти трубы выпускаются по ГОСТ 631-75 с условным наружным диаметром 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 и 168 мм;
- трубы бурильные с высаженными наружу концами (Н) (ГОСТ 631-75, условный наружный диаметр 102, 114, 140 мм);
- трубы бурильные с приваренными замками (ПВ, ПН, ПК). Они выпускаются по ГОСТ Р-50278-92; ПВ (высадка внутрь) имеют условный наружный диаметр 73, 89 и 102 мм; ПК (комбинированная высадка) выпускаются диаметром 114, 127 и 140 мм; ПН (высадка наружу) выпускаются диаметром 60, 73, 89, 102, 114 и 127 мм;
- трубы бурильные с высаженными внутрь концами и стабилизирующими поясками (ВК). Трубы ВК выпускаются по ГОСТ 631-75 с условным наружным диаметром 89, 102, 114, 127 и 140 мм;
- трубы бурильные с высаженными наружу концами и стабилизирующими поясками (НК);
- легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ). Они выпускаются по ГОСТ 23786-79 диаметром 73, 90, 114, 129, 147 и 170 мм.
- импортные бурильные трубы.

В маркировке труб указывается их тип, наружный диаметр и толщина стенки. Для стальных труб указывается также группа прочности материала, например, ПК 127х9D.

Замки к трубам ПВ, ПК и ПН выпускаются по ГОСТ 27834-95 с указанием в маркировке наружного и внутреннего диаметров, например, ЗП-162-89.

Замки к трубам В, Н, ВК, НК выпускаются по ГОСТ 5286-75 типов ЗН (с нормальным проходным отверстием), ЗУ (с увеличением проходным отверстием) и ЗШ (с широким проходным отверстием). В маркировку замков к трубам с коническими стабилизирующими поясками добавляется К, например, ЗУК. В маркировке указывается также наружный диаметр замка, например, ЗШ-146.

Замки для легкосплавных бурильных труб типа ЗЛ выпускаются по ТУ 39-0147016-46-93 с указанием в маркировке наружного диаметра замка, например, ЗЛ-172.

Практика эксплуатации бурильных труб В и Н выявила их существенные недостатки. Резьбовые соединения муфты и ниппеля бурильного замка с бурильной трубой приводят, особенно при роторном способе бурения, к

аварийным поломкам труб по высаженной части вследствие усталостных явлений, развивающихся при знакопеременных изгибающих напряжениях. Эти резьбовые соединения недостаточно герметичны, и при больших внутренних избыточных давлениях в колонне возможен размыв резьб. Кроме того, в замках отсутствуют упорные выступы, ограничивающие глубину ввинчивания труб в замковые детали, в результате чего она зависит от приложенного крутящего момента. При завышенных крутящих моментах возможно значительное «докрепление» соединений с большими радиальными деформациями.

Трубы ВК и НК не имеют отмеченных недостатков. Однако дополнительное упрочнение и герметизация резьбовых соединений путем снабжения их блокирующими и стабилизирующими поясками и внутренним упорным выступом усложняют конструкцию и увеличивают стоимость бурильной колонны.

Следует отметить, что в трубах В и ВК высадка внутрь приводит к уменьшению внутреннего диаметра, что значительно увеличивает гидравлические потери при циркуляции промывочной жидкости.

С учетом вышеприведенной краткой характеристики бурильных труб и условий работы бурильной колонны рекомендуется:

- для бурения неглубоких вертикальных скважин роторным способом использовать бурильные трубы типа В, Н, ВК, ПВ и ПК;
- для бурения глубоких скважин в осложненных условиях - трубы типа ВК, НК, ПВ, ПН и ПК;
- для бурения вертикальных скважин с использованием забойных двигателей - трубы типа Н, НК, ПВ и ПК;
- для бурения наклонно направленных скважин с использованием забойных двигателей - трубы типа НК, ПВ и ПК.

Легкосплавные бурильные трубы по своим механическим свойствам несколько уступают стальным бурильным трубам группы прочности Д, но обладают и рядом преимуществ. Предельные глубины спуска бурильных колонн, составленных из ЛБТ (АБТ), значительно превышают предельные глубины спуска стальных бурильных колонн. ЛБТ диамагнитны, что позволяет замерять зенитные и азимутальные углы скважины без подъема колонны. За счет меньшей шероховатости внутренней поверхности труб гидравлические сопротивления в ЛБТ примерно на 20% ниже по сравнению со стальными бурильными трубами аналогичного сечения.

Однако ЛБТ имеют и недостатки. Нельзя эксплуатировать бурильные колонны, включающие ЛБТ, при температурах выше 150°C , при наличии в скважине промывочной жидкости с $pH > 10$, недопустима установка кислотных ванн.

Легкосплавные бурильные трубы рекомендуется применять при бурении скважин с использованием забойных двигателей.

После выбора типа бурильных труб в соответствии с табл.8.2 принимают наименьший из всех рекомендуемых наружный диаметр бурильных труб.

Для всех способов бурения рекомендуется устанавливать над УБТ секцию бурильных труб (диаметр которых был определен при расчете УБТ) длиной не менее 250-300 м из труб возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к колонне БТ). Причем для роторного способа бурения эти трубы должны обладать повышенным пределом выносливости (ВК, ПВ, ПК).

Сам расчет бурильной колонны производится в соответствии с действующей «Инструкцией по расчету бурильных колонн».

В разделе “Бурильные трубы” приведены конструктивные особенности и краткие технические характеристики наиболее употребляемых бурильных труб отечественного производства.

Бурильные трубы

Бурильные трубы предназначены для спуска в скважину и подъема породоразрушающего инструмента, передачи вращения долоту, подвода бурового раствора к забойному двигателю и долоту, восприятия реактивного момента забойного двигателя, создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и проведения вспомогательных работ. Между собой бурильные трубы соединяются с помощью муфт (могут отсутствовать) и бурильных замков со специальной конической замковой резьбой. Концы труб утолщаются высадкой для увеличения прочности.

Ведущие бурильные трубы

Ведущие бурильные трубы предназначены для передачи вращения колонне бурильных труб от ротора, восприятия реактивного момента от забойного двигателя, подачи в скважину бурового раствора. В верхней части через левую резьбу (для предотвращения самопроизвольного развинчивания) они соединяются с вертлюгом, а в нижней с шаровым краном (для ликвидации проявлений через колонну бурильных труб).

Ведущие бурильные трубы изготавливаются сборными (ВБТС) с навинчиваемыми верхним ПВ (с левыми резьбами) и нижним ПН переводниками, и цельными (ВБТ), квадратного (К) и шестигранного (Ш) поперечного сечения (рис. 4.1.). В условном обозначении указывается размер стороны квадрата, или размер «под ключ» для шестигранных труб, например, ВБТС-140К, ВБТ-133Ш. Условное обозначение переводников ВБТС включает размер стороны квадрата и размер присоединительной замковой резьбы, например, ПВ 112х3-121л, ПН 140х3-147. Замковые резьбы

выполняются по ГОСТ Р 50864-96. Сборные трубы изготавливаются по ТУУ 27.2-32698053-003-2004, а цельные по ТУ 26-12-802-90.

Технические характеристики наиболее ходовых ведущих труб приведены в табл. 4.3, 4.4, 4.5.

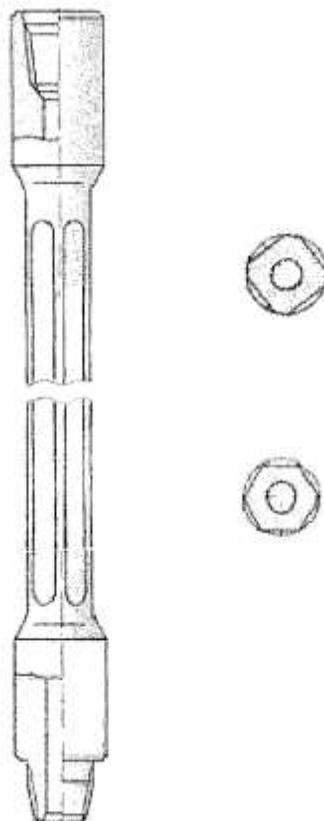


Рис. 4.1. Ведущая бурильная труба

Таблица 4.3. Сортамент сборных ведущих бурильных труб квадратного сечения и переводников к ним

Тип трубы	Длина рабочей части, мм	Верхний переводник, условное обозначение	Верхний переводник, наружный диаметр, мм	Нижний переводник, условное обозначение	Нижний переводник, наружный диаметр, мм
ВБТС-108К	11300	ПВ 108х3-117Л	146	ПН 108х3-122	159
	11300	ПВ 108х3-152Л	197	ПН 108х3-133	162,6
ВБТС-112К	11300	ПВ 112х3-121Л	146	ПН 112х3-117	140
	11300	ПВ 112х3-152Л	197	ПН 112х3-121	146
	11300	ПВ 112х3-152Л		ПН 112х3-133	155

Продолжение табл.4.3.

Тип трубы	Длина рабочей части, мм	Верхний переводник, условное обозначение	Верхний переводник, наружный диаметр, мм	Нижний переводник, условное обозначение	Нижний переводник, наружный диаметр, мм
ВБТС-133К	11300	ПВ 133х3-152Л	197	ПН 133х3-147	178
ВБТС-133К	11300			ПН 133х3-149	178
ВБТС-140К	11300	ПВ 140х3-147Л	178	ПН 140х3-147	178
	11300	ПВ 140х3-152Л	197	ПН 140х3-147	178
ВБТС-155К	11300	ПВ 155х3-152Л	197	ПН 155х3-152	197
	11300	ПВ 155х3-152Л	197	ПН 155х3-171	203

Таблица 4.4. Технические характеристики цельных ведущих труб квадратного сечения

Тип трубы	Сторона квадрата а, мм	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864 – 96)		Масса, кг
		Наружный	Внутренний		Верхнего муфтового d ₁	Нижнего ниппельного d ₂	Верхняя муфта левая	Ниппель правая	
ВБТ-108К	108	139,7	71	16460	197	152	3-152Л	3-122	1086
ВБТ-108К	108	139,7	71			155		3-133	1090
ВБТ-133К	133	171,4	80			178		3-147	1649
ВБТ-152К	152	196,8	80			203		3-171	2326

Таблица 4.5. Технические характеристики цельных ведущих труб шестигранного сечения

Тип трубы	Размер «под ключ»	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864 – 96)		Масса, кг
		Наружный	Внутренний		Верхнего муфтового d ₁	Нижнего ниппельного d ₂	Верхняя муфта левая	Ниппель правая	
ВБТ-108Ш	108	121,4	57	16460	197	121	3-152Л	3-102	1030
ВБТ-133Ш	133	150,0	80	16460		155		3-133	1365
ВБТ-152Ш	152	173,0	80			178		3-147	1869

Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные бурильные трубы выполняют те же функции, что и остальные бурильные трубы, но имеют ряд преимуществ. Во первых существенно уменьшается вес колонны бурильных труб, во вторых до 20% уменьшаются гидравлические потери при прокачивании бурового раствора за счет меньшей шероховатости стенок труб, что очень важно при бурении гидравлическими

забойными двигателями, в третьих в этих трубах возможны инклинометрические замеры приборами с магнитными датчиками, что существенно сокращает затраты средств и времени на измерения. Трубы изготавливаются из алюминиевых сплавов чаще всего марки Д16Т, а также высокопрочного коррозионного 1953 Т1 и термостойкого АК41Т1. Механические свойства сплавов приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6. Механические свойства легких сплавов для бурильных труб

Показатель	Сплав Д16Т	Сплав 1953Т1	Сплав АК4-1Т1
Предел текучести, МПа, не менее	330	480	350
Предел текучести, Мпа, не менее	450	540	410
Твердость, НВ	120	120 – 130	130
Относительное удлинение, %	10 – 11	7 – 8	11-12
Плотность, г/см ³	2,8	2,8	2,8
Модуль упругости, МПа·10 ⁵			
Е	0,72	0,70	0,73
G	0,26	0,275	0,275
Максимальная температура окружающей среды, °С	160	120	240

Отечественной промышленностью выпускается пять разновидностей легкосплавных труб:

ТБ – с внутренними концевыми утолщениями диаметром 129 и 147 мм (рис. 8.2, а);

ТБН – с наружными концевыми утолщениями диаметром 131, 164, 168 мм (рис. 8.2, б);

АБТбзк – беззамкового соединения диаметром 127, 146, 164 и 168 мм (рис. 8.2, в);

ТБУ – с наружными концевыми утолщениями и спиральным оребрением в середине трубы диаметром 146, 159 и 180 мм (рис. 8.2, г);

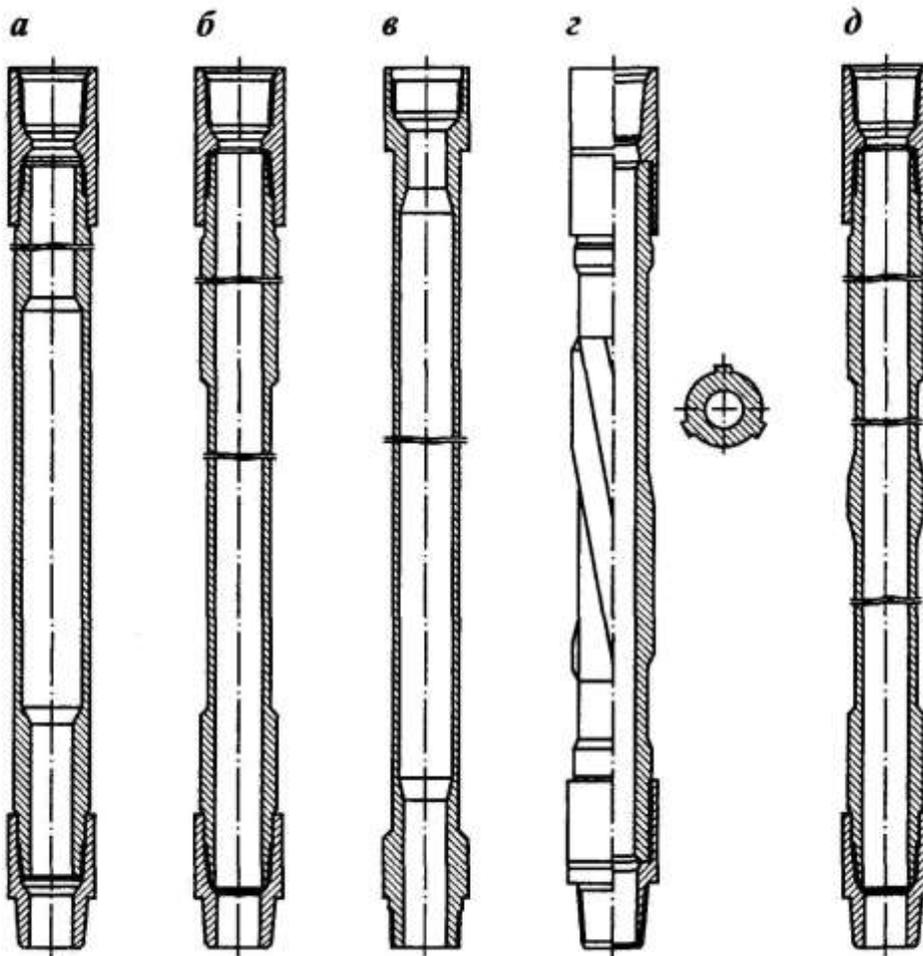


Рис. 4.2. Алюминиевые бурильные трубы

ТБУП – высокопрочные с наружными концевыми утолщениями, протекторным утолщением в середине трубы, резьба на трубах трапецеидальная типа ТТ с коническими стабилизирующими поясками диаметром 129, 147 и 168 мм (рис. 4.2, д).

Для труб диаметром 129, 147 и 168 мм длина концевых утолщений со стороны муфты замка больше для обеспечения повышенной прочности трубы в зоне работы пневмоклиньев.

В условном обозначении труб указывается тип, марка сплава, наружный диаметр и толщина стенки, например, ТБД16Т 129х9. Трубы изготавливаются по ГОСТ 23786-79.

Замки к легкосплавным бурильным трубам выпускаются по ТУ 39-0147016-46-93 и обозначаются ЗЛ с указанием наружного диаметра, например, ЗЛ-152. Технические характеристики наиболее распространенных легкосплавных труб и замков к ним приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7. Технические характеристики легкосплавных труб

Показатель	73x9	90x9	129x11	147x11
Наружный диаметр трубы $D_{гр}$, мм	73	90	129	147
Толщина стенки S_1 , мм	9	9	11	11
Толщина стенки концевой утолщения S , мм	$16^{+2,0}_{-1,0}$	$16^{+2,0}_{-1,0}$	$17^{+2,5}_{-1,5}$	$17^{+2,5}_{-1,5}$
Длина концевой утолщения, мм:				
- в верхней части	200	200	1300	1300
- в нижней части	200	200	250	250
Тип замка по ТУ 39-0147016-46-93 или ГОСТ Р 50864-96	ЗЛ-95	ЗЛ-108	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Замковая резьба	3-76	3-88	3-133	3-147
Диаметр проходного отверстия, мм:				
D_n	32	38	95	110
D_m	45	58	110	122
Длина замка L , мм	431	455	455	465
Масса 1 м трубы (в сборе с замком), кг	7,0	9,0	14,5	17,0
Длина труб (в сборе с замком), мм	9300	9300	12400	12400

Стальные бурильные трубы

Стальные бурильные трубы изготавливаются из стали разного химсостава, но имеющей определенные механические свойства. По последнему признаку стали делятся на следующие группы прочности: Д, К, Е, Л, М, Р, Т. Механические свойства стали приведены в табл. 4.8. Замки к бурильным трубам выпускаются из стали 40ХН, механические свойства которой соответствуют группе прочности М.

Таблица 4.8. Механические свойства материала бурильных труб

Показатели	Группа прочности						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Предел текучести при растяжении σ_T , кгс/мм ² , не менее	38	50	55	65	75	90	100
Предел прочности (временное сопротивление σ_T , кгс/мм ² , не менее	65	70	75	80	90	100	110

В настоящее время наиболее распространены трубы с приваренными замками, так как современные технологии сварки позволяют получить равнопрочные трубы по телу и сварному шву, а отсутствие концентраторов напряжения обеспечивают высокую усталостную прочность на изгиб. Такие трубы выпускаются с внутренней ПВ, наружной ПН и комбинированной (наружной и внутренней) ПК высадками (рис. 4.3.). Последние обеспечивают меньшие гидравлические сопротивления при циркуляции бурового раствора. В обозначении труб указывается тип, наружный диаметр, толщина стенки и группа прочности материала, например, ПК-127х9,19Е. В обозначении приваренных замков даны наружный и внутренний диаметры, например, ЗП178-102.

Номенклатура некоторых стальных бурильных труб с приваренными замками, выпускаемых по ГОСТ Р 50278-99, и замков к ним приведена в табл. 4.9. Замки выпускаются по ГОСТ 27834-95.

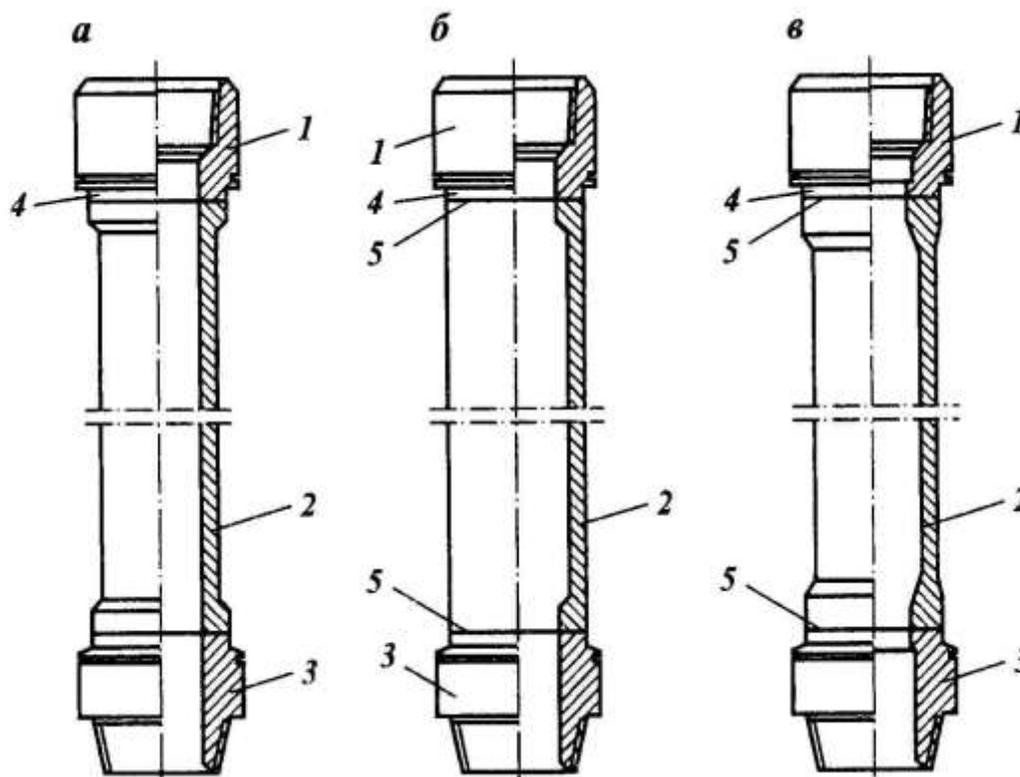


Рис. 4.3. Бурильные трубы с приваренными замками:

а – с наружной высадкой; *б* – с внутренней высадкой; *в* – с комбинированной высадкой; 1 – замковая муфта; 2 – гладкая часть трубы; 3 – замковый ниппель; 4 – место маркировки трубы; 5 – сварной шов

Таблица 4.9. Бурильные трубы с приваренными замками

Бурильная труба		Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы
Типоразмер	Группа прочности		
ПК-114x8,56	Д, Е	ЗП-159-83	3-122
ПК-114x8,56	Л, М	ЗП-159-76	3-122
ПК-114x10,92	Д, Е	ЗП-159-76	3-122
ПК-114x8,56	Р*	ЗП-159-70	3-122
ПК-114x10,92	Л	ЗП-159-70	3-122
ПК-114x10,92	М	ЗП-159-63	3-122
ПК-114x10,92	Р*	ЗП-159-57	3-122
ПК-114x8,56	Д, Е, Л, М	ЗП-162-95-1	3-133
ПК-114x10,9	Д, Е	ЗП-162-92	3-133
ПК-114x8,56	Р*	ЗП-162-89-1	3-133
ПК-114x10,9	Л, М	ЗП-162-89-1	3-133
ПК-114x10,9	Р*	ЗП-168-76	3-133
ПК-127x9,19	Д, Е	ЗП-162-95-2	3-133
ПК-127x9,19	Л	ЗП-162-89-2	3-133
ПК-127x12,70	Д, Е	ЗП-162-89-2	3-133
ПК-127x9,19	М	ЗП-165-83	3-133
ПК-127x12,70	Л	ЗП-165-76	3-133
ПК-127x9,19	Р*	ЗП-168-70	3-133
ПК-127x12,70	М	ЗП-168-70	3-133
ПК-127x9,19	Д, Е, Л, М	ЗП-178-102	3-147
ПК-127x12,70	Д, Е	ЗП-178-102	3-147
ПК-127x12,70	Л, М	ЗП-178-95	3-147
ПК-140x9,17	Д, Е	ЗП-178-102	3-147
ПК-140x10,54	Д, Е	ЗП-178-102	3-147

Выпускаются также трубы типа В с высадкой внутрь и типа Н с высадкой наружу с навинчиваемыми замками по трубной конической резьбе треугольного профиля; типа ВК с высадкой внутрь и коническим стабилизирующим пояском, типа НК с высадкой наружу и коническим стабилизирующим пояском с навинчиваемыми замками по трубной конической резьбе трапецеидального профиля (рис. 4.4.). Эти трубы выпускаются по ГОСТ 631-75.

Трубы типа В и Н имеют низкую усталостную прочность по последней нитке резьбы. За счет конических стабилизирующих поясков в трубах ВК и НК знакопеременной изгибающей нагрузки воспринимается телом трубы, поэтому усталостная прочность соединения выше. Статическая прочность на разрыв также выше за счет нарезки на теле трубы трапецеидальной резьбы.

Технические характеристики труб типа В и ВК приведены в табл. 4.10.

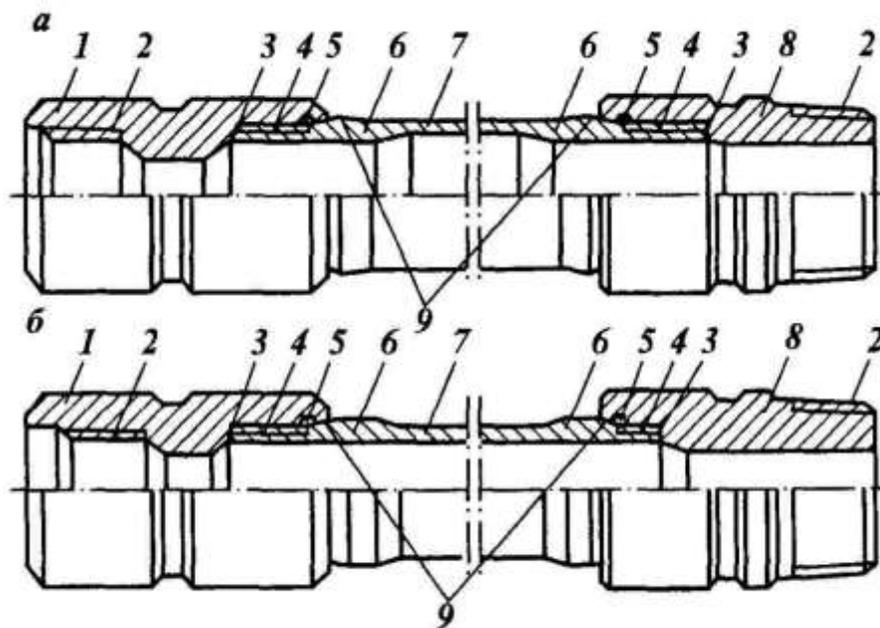


Рис. 4.4. Бурильные трубы со стабилизирующими поясками:
a – ВК; *б* – НК; 1 – замковая муфта; 2 – замковая резьба типа ЗС; 3 – внутренний упорный уступ; 4 – коническая трапецидальная резьба типа ТТ; 5 – внутренняя кольцевая выточка; 6 – высаженный конец трубы; 7 – гладкая часть трубы; 8 – замковый ниппель; 9 – конический стабилизирующий пояс

Таблица 4.10. Технические характеристики труб типа В и ВК

Показатель	В-127	В-140	ВК-127	ВК-140
Наружный диаметр трубы, мм	127,0	139,7	127,0	139,7

Толщина стенки, мм	7, 8, 9, 10	8, 9, 10, 11	9, 10	9, 10, 11
Внутренний диаметр высадки трубы, мм	95, 91, 87, 83	105, 101, 100, 91	92, 90	102, 100, 100
Длина трубы, мм	11500	11500	11500	11500
Тип замка по ГОСТ 5286-75	ЗУ-155	ЗШ-178	ЗУК-162	ЗШК-178
Замковая резьба	З-133	З-147	З-133	З-147

Замки к сборным бурильным трубам выпускаются по ГОСТ 5286-75 следующих типов:

ЗН – с нормальным проходным отверстием;

ЗУ – с увеличенным проходным отверстием;

ЗШ – с широким проходным отверстием;

ЗУК – с увеличенным проходным отверстием и коническим стабилизирующим пояском;

ЗШК – с широким проходным отверстием и коническим стабилизирующим пояском.

В обозначении замка кроме типа указывается его наружный диаметр.

Типоразмеры некоторых выпускаемых замков приведены в табл. 4.11.

Таблица 4.11. Основные размеры (мм) замков

Типоразмер замка	Диаметр труб	
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами
ЗШ-108	В-73	-
ЗШ-118	В-89	-
ЗШ-133	В-102	-
ЗШ-146	В-114	Н-101,6
ЗШ-178	В-140	-
ЗУ-108	-	Н-73
ЗУ-120	-	Н-89
ЗУ-146	В-114,3	Н-102
ЗУ-155	В-127,0	Н-114
ЗУ-185	-	Н-140
ЗУК-108	-	НК-73
ЗШК-113	ВК-89	-
ЗШК-133	ВК-102	-
ЗШК-178	ВК-140	-
ЗУК-120	-	НК-89
ЗУК-146	ВК-114	НК-102
ЗУК-155	ВК-127	НК-114

Согласно инструкции по эксплуатации бурильных труб над УБТ в колонну рекомендуется включать трубы с максимальной группой прочности материала. Длина этой секции должна быть в пределах 250 – 300 м. Для этих целей выпускаются бурильные трубы с увеличенной толщиной стенки и протекторным утолщением посреди трубы. Краткая техническая характеристика таких труб приведена в табл. 4.12.

Таблица 4.12. Основные параметры стальных бурильных труб с увеличенной толщиной стенки

Наружный диаметр трубы, мм	Диаметр замка, мм	Диаметр трубы по высадке, мм	Диаметр трубы в утолщенной части, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Резьба
89	120,6	92,1	101,6	52,4	3-102
102	133,4	104,8	114,3	63,5	3-108
114	158,8	117,5	127	65,1	3-122
127	165,1	130,2	139,7	76,2	3-133
140	177,8	147,6	152,4	85,7	53-147
168	209,6	171,5	177,8	101,6	3-171

Утяжеленные бурильные трубы

Основное назначение УБТ - создание осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, кроме того, вследствие их большого диаметра и жесткости уменьшается продольный изгиб и перекося инструмент в скважине, что способствует уменьшению естественного искривления ствола.

УБТ выпускаются нескольких разновидностей. Наиболее распространены термообработанные по всей длине, изготавливаемые по ТУ 26-12-775-90, следующих типов:

А – гладкие без проточек (рис.4.5., а);

Б – с проточками под элеватор и клиновой захват (рис. 4.5., б);

Б/1 – с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом (рис. 4.5., в);

Л – с проточкой под элеватор (рис. 4.5., г);

Л/1 – с проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом (рис. 4.5., д);

Д/1 – квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом по ребрам;

Е – со спиральными канавками (рис. 4.5., е);

ЕН – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват (рис.4.5., ж);

ЕН/1 – со спиральными канавками, проточками под элеватор и клиновой захват и наплавкой твердым сплавом (рис. 4.5., з);

ЕЛ – со спиральными канавками и проточкой под элеватор (рис. 4.5., и);

ЕЛ/1 – со спиральными канавками, проточками под элеватор и наплавкой твердым сплавом (рис. 4.5., к).

Технические характеристики этих труб приведены в табл. 4.13., 4.14.

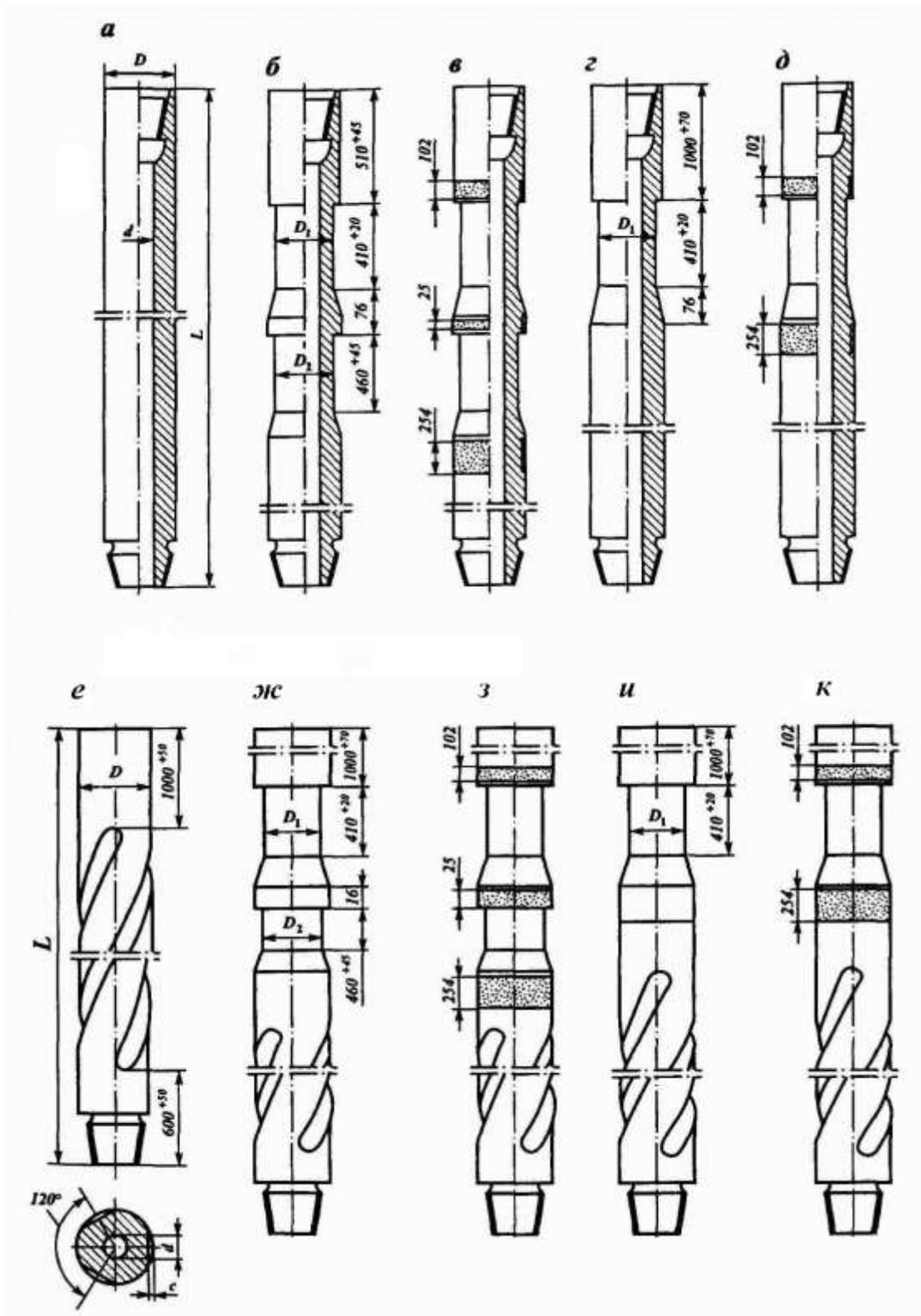


Рис.4.5. Трубы бурильные утяжеленные

Таблица 4.13. Технические характеристики УБТ типов А, Б, Б/1, Л, Л/1

Диаметры, мм				Резьба по ГОСТ 50864-96	Масса 1 м, кг
D	d	D ₁	D ₂		
79	32	65	73	3-65	31,9
89	38	73	82	3-73	39,8
108	46	89	102	3-86	58,8
121	51	102	114	3-94	73,7
127	57	114	114	3-102	78,9
146	57	130	140	3-118	110,6
165	57	146	152	3-122	146,8
165	71	146	152	3-122	135,9
171	57	152	159	3-133	159,2
171	71	152	159	3-133	148,2
178	57	159	168	3-133	174,1
178	71	159	168	3-133	163,1
197	71	178	189	3-149	213,1
203	80	178	194	3-163	213,1
216	71	194	203	3-163	254,8
216	76	194	203	3-163	250,3
229	71	194	219	3-163	289,9
229	90	194	219	3-171	271,5
241	71	219	229	3-185	324,8
241	76	219	229	3-185	320,3
248	71	219	235	3-185	345,7
248	76	219	235	3-185	341,2
248	90	219	235	3-185	327,0
254	100	219	245	3-185	333,8
279	76	245	273	3-203	441,3
279	100	245	273	3-203	415,4

Примечание: Обозначение диаметров см. рис. 2.3.

Таблица 4.14. Технические характеристики УБТ типов Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1

Диаметры, мм				Резьба по ГОСТ 50864-96	Масса 1 м, кг
D	d	D ₁	D ₂		
121	51	102	114	3-94	69,1
127	57	114	114	3-102	73,8
146	57	130	140	3-118	92,9
165	57	146	152	3-122	137,2

165	71	146	152	3-122	126,3
171	57	152	159	3-133	152,2
171	71	152	159	3-133	141,3
178	57	168	168	3-133	163,2
178	71	168	168	3-133	153,2
197	71	178	178	3-149	192,9

Продолжение табл. 8.14.

D	Диаметры, мм			Резьба по ГОСТ 50864-96	Масса 1 м, кг
	d	D ₁	D ₂		
203	80	178	194	3-163	199,2
216	71	194	203	3-163	240,9
216	76	194	203	3-163	236,4
229	71	194	219	3-163	289,9
229	90	194	219	3-171	273,9
241	71	219	229	3-185	309,0
241	76	219	229	3-Г85	304,6
248	71	219	235	3-185	358,1
248	76	219	235	3-185	324,9
248	90	219	235	3-185	309,8
254	100	219	245	3-185	313,8
279	76	245	273	3-203	481,3
279	100	245	273	3-203	392,6

Примечания: Длина труб L = 8300÷9450 мм, глубина резания спирали 5,5 – 12,0 мм.
Обозначение диаметров см. рис. 8.5.

Кроме указанных выпускаются также горячекатаные гладкие УБТ по ТУ 14-3-385-79 из стали группы прочности Д с наружным диаметром 146 мм, внутренним – 74 мм, с резьбами 3-121, масса 1 м трубы 97,6 кг.

При роторном способе бурения рекомендуется применять сбалансированные трубы марки УБТС с проточкой под элеватор и со сверлёным (для лучшей балансировки при вращении) отверстием, изготавливаемых по ТУ 51-744-77 из легированных сталей. Технические характеристики таких труб приведены в табл. 4.15.

Таблица 4.15. Технические характеристики сбалансированных УБТС2

Тип	Наружный диаметр D, мм ±1	Внутренний диаметр d, мм	Резьба	Диаметр проточки под элеватор, мм	Масса 1 м, кг
УБТС2-120	120	64	3-101	102	63,5
УБТС2-133	133	64	3-108	115	84,0
УБТС2-146	146	68	3-121	136	103,0
УБТС2-178	178	80	3-147	168	156,0
УБТС2-203	203	80	3-161	190	214,6
УБТС2-229	229	90	3-171	195	273,4
УБТС2-254	254	100	3-201	220	336,1
УБТС2-273	273	100	3-201	220	397,9
УБТС2-299	299	100	3-201	245	489,5

Для размещения телеметрических систем с магнитными датчиками изготавливаются немагнитные НУБТ из стали марки 08Х18Н6АГ10С с диаметром от 105 до 229 мм.

Оснастка бурильной колонны

С целью уменьшения прогиба УБТ в их компоновку необходимо включать промежуточные опоры. Рекомендуемые диаметры опор приведены в табл. 4.16. Расстояние между опорами определяется в зависимости от диаметра УБТ и способа бурения. Конструкция опоры показана на рис. 4.6. Опоры изготавливаются по ТУ 39-01-388078.

Таблица 4.16. Отношение диаметров долот и наибольших поперечных размеров промежуточных опор, мм

Диаметр долот	Диаметр опоры
190,5	181
215,9	203
244,5	230
269,9	256

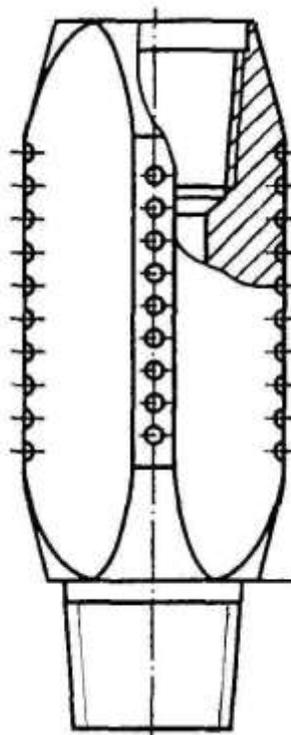


Рис. 4.6. Опора промежуточная квадратная (ОП)

Переводники

Переводники предназначены для соединения различных элементов колонны бурильных труб, имеющих разные резьбы по размеру или виду (обе резьбы внутренние или наружные). В первом случае применяются переводники переходные типа П (рис. 4.7., а), во втором nippleные Н (рис. 4.7., б), в третьем муфтовые М (рис. 4.7., в). В обозначении переводников кроме типа указываются размеры резьб через дробь, например, М – 147/152. На переводниках нарезаются только замковые резьбы по ГОСТ 50864-96, а сами переводники выпускаются по ГОСТ 7360-82.

Бурильную колонну желательно комплектовать так, чтобы число переводников было минимальным. Обязательно применение так называемого рабочего переводника, включаемого в колонну между шаровым краном и верхней секцией бурильных труб. Нижняя nippleная резьба этого переводника быстро изнашивается вследствие частого свинчивания при каждом наращивании инструмента. После износа до допустимого предела переводник заменяется. При его отсутствии пришлось бы менять дорогостоящий шаровый кран.

Технические характеристики некоторых переводников приведены в табл. 4.17. и 4.18.

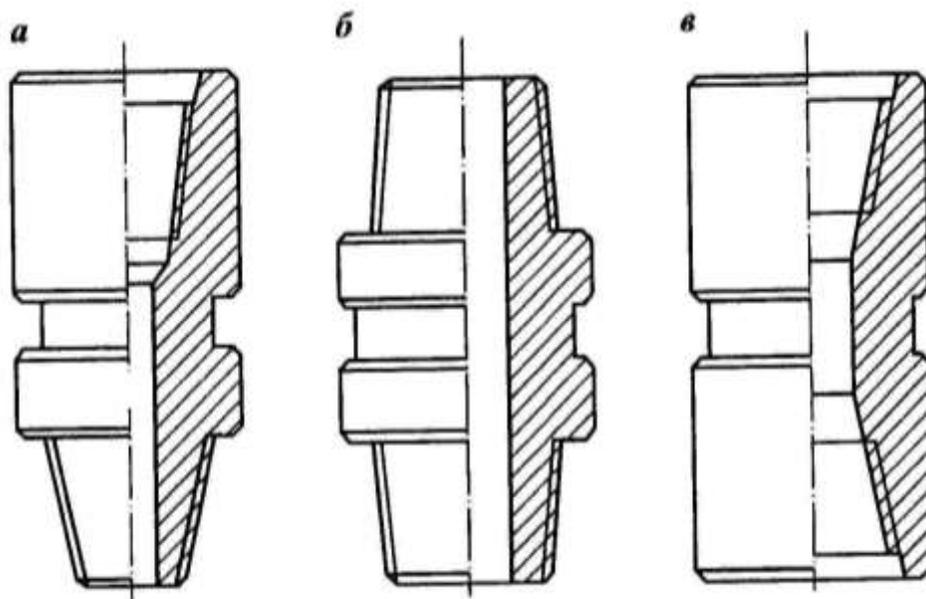


Рис. 4.7. Переводники:

а – переходный П; б – nippleный Н; в – муфтовый М

Таблица 4.17. Переводники переходные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	Длина L	Диаметр D
П-117/121	3-117	3-121	457	146
П-117/147	3-117	3-147	523	178
П-121/86	3-121	3-86	489	146
П-121/101	3-121	3-101	490	146
П-121/102	3-121	3-102	496	146
П-121/108	3-121	3-108	502	146
П-121/121	3-121	3-121	457	146
П-121/122	3-121	3-122	469	146
П-121/133	3-121	3-133	484	155
П-121/147	3-121	3-147	524	178
П-121/161	3-121	3-161	537	203
П-122/101	3-122	3-101	490	146
П-122/102	3-122	3-102	496	146
П-122/117	3-122	3-117	463	146
П-122/121	3-122	3-121	457	146
П-122/133	3-122	3-133	484	155
П-122/147	3-122	3-147	524	178
П-133/108	3-133	3-108	506	155
П-133/117	3-133	3-117	497	155
П-133/121	3-133	3-121	482	155
П-133/140	3-133	3-140	510	172
П-133/147	3-133	3-147	520	178
П-147/121	3-147	3-121	516	178
П-147/133	3-147	3-133	524	178
П-147/140	3-147	3-140	510	178
П-147/147	3-147	3-147	517	178
П-147/152	3-147	3-152	517	197
П-147/161	3-147	3-161	517	185
П-147/171	3-147	3-171	521	203
П-152/121	3-152	3-121	526	197
П-161/147	3-161	3-147	517	185
П-161/171	3-161	3-171	538	229
П-171/147	3-171	3-147	538	203

Таблица 4.18. Переводники муфтовые и ниппельные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм	
	Верхний конец	Нижний конец	Длина L	Диаметр D
М-86/88	3-86	3-88	325	113
М-108/88	3-108	3-88	366	133
М-121/88	3-121	3-88	398	146
М-121/117	3-121	3-117	356	146
М-147/152	3-171	3-152	391	197
М-171/152	3-147	3-152	400	229

Н-147/152	З-147	З-152	550	197
Н-147/171	З-147	З-171	707	203
Н-171/201	Р-171	З-201	671	254

Шаровые краны

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой должно быть два шаровых крана, один из них рабочий, устанавливаемый под ведущей бурильной трубой, а второй запасной. При бурении газовых скважин кранов должно быть три. Два из них ставятся под и над ведущей бурильной трубой. Краны предназначены для оперативного перекрытия внутреннего канала колонны бурильных труб с целью предотвращения проявления по этому каналу.

Основными элементами шарового крана являются корпус, шаровой запорный орган, его седла и уплотнения. Открытие и закрытие крана осуществляется специальным ключом путем поворота запорного органа на 90°.

В настоящее время выпускается достаточно много конструкций шаровых кранов. На рис. 4.8. показан один из них, а в табл. 4.19. технические характеристики некоторых из них. Шаровые краны выпускаются по ТУ 3661-304-0147001-2005.

Таблица 4.19. Технические характеристики шаровых кранов для бурильных труб

Показатель	КШ-102	КШ-121	КШ-133	КШ-147
Диаметр прохода, мм	50	62	62	70
Давление, МПа: рабочее пробное	35 70	35 70	35 70	70 105
Состав рабочей среды	Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси			
Направление движения потока рабочей среды	Любое			
Тип управления краном	Ручное			
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодействия, МПа	21	21	21	10
Присоединительная резьба	3-102	3-121	3-133	3-147
Грузоподъемность, т	114	145	150	300
Габаритные размеры, мм: диаметр наружный	130	146	155	178

длина	465	457	484	500
Масса, кг	40	41	48	60

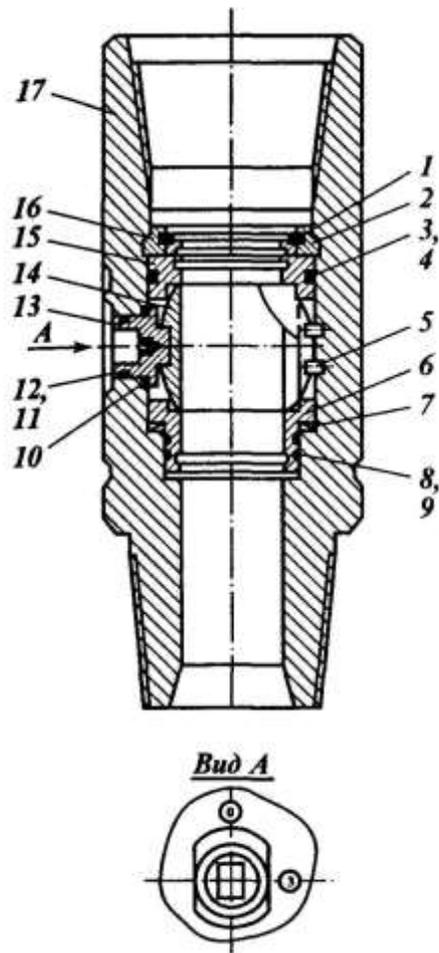


Рис. 8.8. Шаровой кран типа КШ:

1 – пружинное упорное кольцо; 2 – узел фиксации из 4-х секторов; 3, 8, 12 – защитные кольца из фторопласта; 4, 9, 11 – резиновые уплотнительные кольца; 5 – упор; 6 – седло нижнее; 7 – тарельчатая пружина; 10 – шайба антифрикционная; 13 – шпindelь; 14 – шаровой запорный орган; 15 – седло верхнее; 16 – кольцо; 17 – корпус

Обратные клапаны

Для предотвращения проявлений по колонне бурильных труб согласно Правилам безопасности в КНБК должен быть включен обратный клапан, перекрывающий внутреннее пространство бурильных труб в случае обратного перетока флюида (вверх по колонне бурильных труб). Эти клапаны также предотвращают зашламование турбобура в процессе спуска инструмента.

На рис. 4.9. показаны обратные клапаны КОБТ (а) и КОБ (б), выпускаемых по ОСТ 39-096-79. В обозначении клапана указывается тип, наружный диаметр и размер соединительных резьб, например, КОБ-155-3-133. В табл. 4.20. приведены технические характеристики некоторых клапанов.

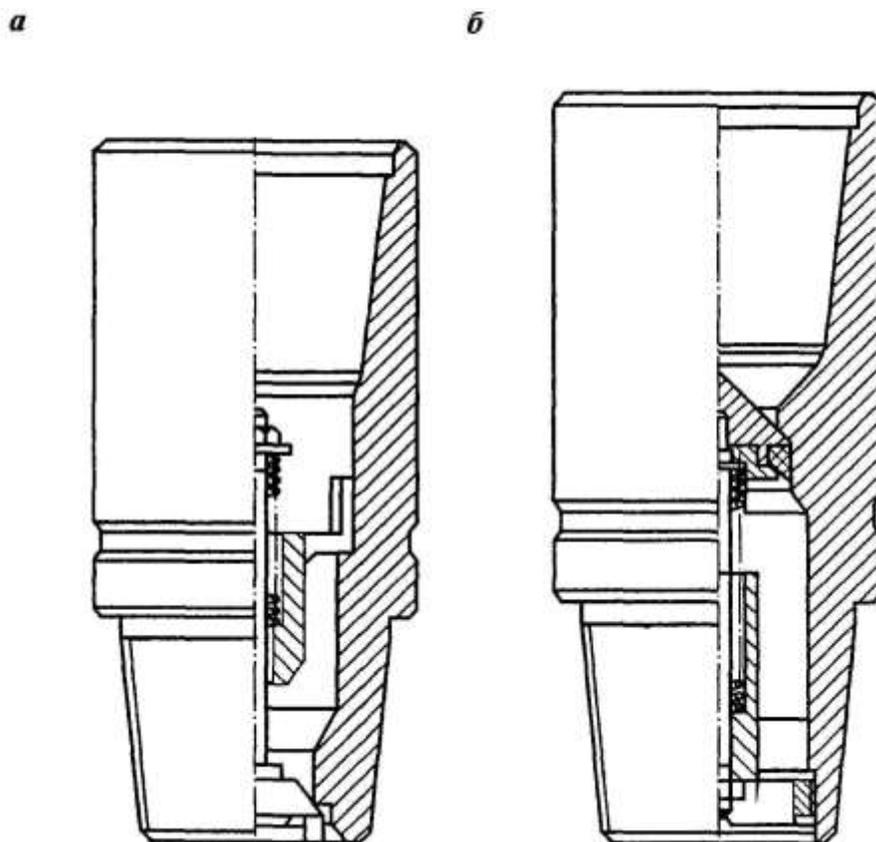


Рис. 4.9. Клапаны обратные для бурильных труб

Таблица 4.20. Размеры обратных клапанов (мм)

Типоразмер клапана	Условный диаметр труб (ГОСТ 631-75)		Замковая резьба	Габариты		Масса, кг
	с высаженными внутрь	с высаженными наружу		Диаметр D	Длина L	

	концами	концами				
КОБ Т108-3-88	89	73	3-88	108	270	12
КОБ Т120-3-102	-	89	3-102	120	290	25
КОБ Т133-3-108	102	-	3-108	133	310	32
КОБ 146-3-121	114	102	3-121	146	350	40
КОБ 155-3-133	127	114	3-133	155	375	43
КОБ 178-3-147	140	-	3-147	178	410	45

Переливные клапаны

При бурении скважин с помощью винтовых забойных двигателей для опорожнения колонны бурильных труб при подъеме инструмента и ее заполнения при спуске над двигателем устанавливается переливной клапан. Он обеспечивает сообщение между полостью труб и кольцевым пространством во время спуско-подъемных операций, а в процессе бурения весь поток бурового раствора проходит через двигатель.

Конструкции переливных клапанов показаны на рис. 4.10. и 4.11., а краткие технические характеристики приведены в табл. 4.21.

Переливные клапаны выпускаются в соответствии с
№РОСС PV Н005.В00002.

ГОСТ Р

Таблица 4.21. Технические характеристики переливных клапанов

Показатели	ПК-108	ПК-120	ПК-172
Наружный диаметр, мм	108	120	172
Диаметр проточной части, мм	18	25	36
Длина клапана, мм, не более	475	480	620
Присоединительная замковая резьба по ГОСТ 5286	3-88	3-88	3-147
Максимально допустимый крутящий момент, кН·м	15	15	40
Максимальная допустимая осевая нагрузка на растяжение, т	100	100	180
Максимальное давление при циркуляции жидкости, Мпа	10	10	10
Давление срабатывания	1+0,5	1+0,5	1+0,5

клапана, Мпа			
Масса, кг, не более	30	37,5	95

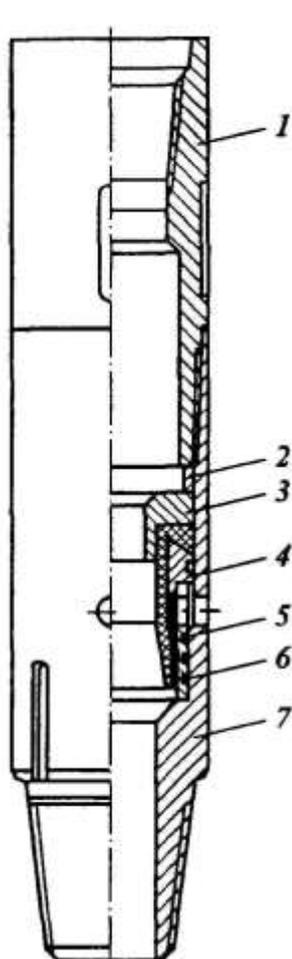


Рис. 4.10. Клапан переливной:
 1 – переводник; 2 – кольцо; 3 – упор;
 4 – манжета армированная;
 5 – втулки; 6 – уплотнение; 7 – корпус

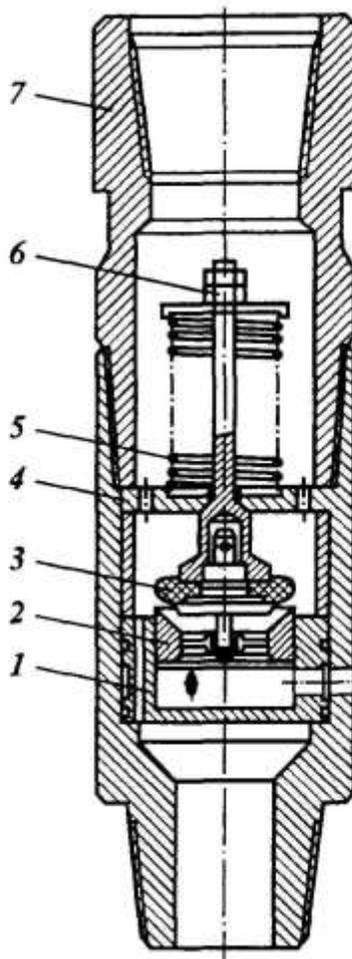


Рис. 4.11. Клапан переливной:
 1 – коробка гидравлическая;
 2 – седло; 3 – клапан; 4 – корпус;
 5 – пружина; 6 – шток; 7 –
 переводник

Выбор типа долота

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общеизвестными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;

- пачка разбуривается долотами одного типоразмера;
- пачка непрерывна.

Для разделения горных пород разреза на пачки существует несколько способов: способ Бинхема, «реперных» долот, последовательных разбиений, по стратиграфическим подразделениям. Каждый из них не лишен недостатков. В последнем случае на первом этапе разрез подразделяется на стратиграфические пачки, и для каждой из них определяется средневзвешенное значение категории твердости \bar{H} и абразивности \bar{A} пород по следующим формулам:

$$\bar{H} = \sum_{i=1}^n H_i m_i / M, \quad (4.1)$$

$$\bar{A} = \sum_{i=1}^n A_i m_i / M, \quad (4.2)$$

где H_i и A_i - категории твердости и абразивности породы i - й разновидности;
 m_i – толщина i – го прослоя породы, м;
 M – толщина выделенной пачки пород, м.

Далее эти показатели сравниваются между собой для соседних стратиграфических подразделений и, ориентируясь на данные табл.4.22, определяется, возможно ли их объединение в одну пачку по буримости.

Фактические значения твердости H_i и абразивности A_i пород для проектируемой скважины и толщины слоев пород m_i берутся из данных раздела «Геологическое строение месторождения» (физико-механические свойства пород), собранных на производственной практике.

По буримости горные породы делятся на двенадцать категорий, разбитых на пять групп (мягкие, средней твердости, твердые, крепкие и очень крепкие).

По абразивности породы также делятся на двенадцать категорий, разбитых на три группы – малоабразивные (I – IV категория абразивности), абразивные (V – VIII категория), высокоабразивные (IX – XII категория).

После разбиения стратиграфического разреза на пачки по буримости для каждой из них выбирается тип долота.

Таблица 4.22. Классификация горных пород по показателям твердости и пределу текучести по штампу

Группа	Категория	$R_{шт}$, МПа	R_0 , Мпа
Мягкие	1	<100	<40
	2	100-250	40-110
	3	250-500	110-250
Средней твердости	4	500-1000	250-550
	5	1000-1500	550-850

Твердые	6	1500-2000	850-1200
	7	2000-3000	1200-1900
Крепкие	8	3000-4000	1900-2500
	9	4000-5000	2500-3500
Очень крепкие	10	5000-6000	3500-4200
	11	6000-7000	4200-5100
	12	>7000	>5100

Выбранное долото должно:

- соответствовать твердости и абразивности горных пород;
- обеспечивать наиболее эффективное разрушение породы на забое скважины;
- быть одинаковым по стойкости вооружения и опоры для шарошечных долот;
- обеспечивать минимальную стоимость метра скважины.

В ряде случаев Заказчиком (Инвестором) в качестве критерия выбора породоразрушающего инструмента может быть предложен максимум механической скорости бурения и (или) проходка на долото. Однако чаще всего выбор типа долота производится по средневзвешенным значениям твердости пород \bar{H} и их абразивности \bar{A} . При этом следует учитывать верхние значения этих показателей $H_{\text{в}}$ и $A_{\text{в}}$ для каждой выделенной пачки пород по буримости. Исходя из этих показателей, рекомендуемые области применения шарошечных долот приведены в табл. 4.23. При выборе типа долота следует руководствоваться также рекомендациями завода – изготовителя.

Таблица 4.23. Характеристики областей применения шарошечных долот

Тип долота	$\bar{H}_{\text{д}}$	$H_{\text{дв}}$
М	2,4	4,4
МС	3,0	5,5
С	3,7	6,2
СТ	4,5	7,7
Т	5,6	7,9
МЗ	3,2	4,9
МСЗ	4,5	7,7
СЗ	4,2	7,6
ТЗ, ТКЗ	6,2	9,3
К	7,3	10,2

Наиболее объективно выбор типа долота может быть произведен путем анализа экономических показателей проходки. Себестоимость метра скважины для того или иного типа долота определить достаточно сложно, поэтому чаще используется стоимость метра проходки по затратам, зависящим от времени, рассчитываемая по формуле:

$$C_m = \left(\frac{1}{V_M} + \frac{t_{cn} + t_n}{h} \right) C_o + \frac{C_d}{h}, \quad (4.3.)$$

где C_M – стоимость одного метра проходки, руб;

C_d – стоимость долота, руб;

C_o – себестоимость одного часа работы буровой установки, руб;

t_{cn} – нормативные затраты времени на спуско-подъемные операции, отнесенные к рейсу, час;

t_n – нормативные затраты времени на подготовительно-заключительные операции, отнесенные к рейсу, час;

V_M – механическая скорость бурения, м/час;

h – проходка на долото, м.

Кроме долот в курсовом проекте необходимо выбрать наддолотные калибраторы. В практическом пособии по курсовому проектированию приведены основные виды выпускаемых отечественных долот и калибраторов, и рекомендуемые области их использования.

Урок 5: Расчет бурильной колонны для бурения под эксплуатационные колонны

Принимаем длину секции, составленную из труб 127хДх9 равной 1192м. Вес этой секции составит

$$Q_{\text{б.м.}} = 1192 \times 0,262 = 312,3 \text{ кН}$$

Определим растягивающие напряжения по формуле:

$$\sigma_p = (k \times (Q_{\text{б.м.}} + Q_{\text{УБТ}}) \times (1 - \rho_{\text{б.р.}} / \rho) + P_o \times F_k) / F_{\text{мп}}, \text{ МПа}, \quad (14)$$

где $Q_{\text{б.м.}}$ - вес труб данной секции, МН;

$Q_{\text{УБТ}}$ - вес утяжеленных бурильных труб, МН;

$\rho_{\text{б.р.}}, \rho_m$ - плотность бурового раствора и материала труб, г/см³;

P_o - перепад давления на долоте, МПа;

F_k - площадь проходного канала трубы, см²;

$F_{\text{мп}}$ - площадь сечения, см² $F_{\text{мп}} = 33,35 \text{ см}^2$;

k - коэффициент, учитывающий влияние трения сил инерции и сопротивления движению раствора (принимается равным 1,15).

$$\sigma_p = 1,15 \times (0,3123 + 0,15336) \times (1 - 1,18 / 7,85) + 5,64 \times 93,26 \times 10^{-4} / 33,35 \times 10^{-4} = 152,26 \text{ МПа}.$$

Мощность на вращение подобранной секции определяем по формуле:

$$N_B = 13,5 \times 0,0001 \times L \times D^2 \times (30 \times n / \pi)^{1,5} \times D_o^{0,5} \times \rho_{\text{б.р.}}, \text{ кВт}, \quad (15)$$

где L - длина секции, м;

n - частота вращения бурильной колонны, рад/с;

D - наружный диаметр бурильных труб, м;

D_∂ - диаметр долота, мм;

$\rho_{б.р.}$ - плотность бурового раствора, г/см³.

$$N_B = 13,5 \times 0,0001 \times 1192 \times 0,127^2 \times (30 \times 9,42 / 3,14)^{1,5} \times 0,2159^{0,5} \times 1,18 = 12,15 \text{ кВт}.$$

Мощность на вращение долота определяем по формуле:

$$N_\partial = C \times 0,0001 \times 398 \times D_\partial^{0,4} \times P_\partial^{1,3} \times (30 \times n / \pi), \text{ кВт}, \quad (16)$$

где C - коэффициент крепости пород (для крепких пород $C = 6,9$);

P_∂ - нагрузка на долото МН;

D_∂ - диаметр долота, мм.

$$N_\partial = 6,9 \times 0,0001 \times 398 \times 215,9^{0,4} \times 0,12^{1,3} \times (30 \times 9,42 / 3,14) = 13,48 \text{ кВт}.$$

Крутящий момент для вращения подобранной секции определяется по формуле:

$$M_{кр} = 974000 \times (N_B + N_\partial) / (30 \times n / \pi), \text{ Н} \cdot \text{см}. \quad (17)$$

$$M_{кр} = 974000 \times (12,15 + 13,48) / (30 \times 9,42 / 3,14) = 277373,56 \text{ Н} \cdot \text{см}.$$

Напряжение кручения определяется по формуле:

$$\tau = M_{кр} / W_{кр}, \text{ МПа}, \quad (18)$$

где $W_{кр}$ - момент сопротивления при кручении, см^3 , определяется по формуле:

$$W_{кр} = \pi / 16 \times ((D^4 - d^4) / D), \text{ см}, \quad (19)$$

где D и d – соответственно наружный и внутренний диаметр буровых труб, см.

$$W_{кр} = 3,14 / 16 \times ((12,7^4 - 10,9^4) / 12,7) = 183,87 \text{ см}^3.$$

Подставляя данные значения в формулу (18), получим:

$$\tau = 277373,56 / 183,87 = 1508,53 \text{ Н / см}^2 = 15,08 \text{ МПа}.$$

Коэффициент запаса на статическую прочность определяем по формуле:

$$n = \sigma_m / \sqrt{\sigma_p^2 + 3 \times \tau^2} > 1,45, \quad (20)$$

где σ_m - предел текучести материала труб, МПа (для труб 127x9Dx9 $\sigma_m = 380 \text{ МПа}$).

$$n = 380 / \sqrt{152,26^2 + 3 \times 15,08^2} = 2,46$$

что удовлетворяет условию (20).

Следовательно, конструкция бурильных труб для бурения под эксплуатационную колонну будет односекционной.

Урок 6: Расчет бурильной колонны для бурения под кондуктор и промежуточные колонны

Расчет бурильной колонны для бурения под кондуктор и направление ведется аналогичным образом. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Примечание: Для всех колонн принимаем утяжеленные бурильные трубы без проточки под элеватор (горячекатаные) типа УБТ.

В качестве промежуточных опор рекомендуется применение калибраторов со спиральной поверхностью типа КЛС, которые могут быть установлены:

- При бурении под кондуктор – непосредственно над долотом и на месте соединения УБТ разных диаметров;
- При бурении под эксплуатационную колонну – непосредственно над долотом и в интервале 48 м от долота (т.е. через 4 трубы).

Таблица 1 – Конструкция бурильной колонны

№ ПП	Наименование колонны	УБТ				Бурильные трубы					Общий вес колонны, кН
		Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр проходного канала, мм	Вес, кН	Диаметр, мм	Длина, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Вес, кН	
1	Направление	203	30	100	56,4	-	-	-	-	-	56,4
2	Кондуктор	178	30	90	42,6	127	290	9	Д	75,98	174,98
		203	30	100	56,4						
3	Эксплуатационная колонна	178	108	90	153,36	127	1192	9	Д	312,3	465,66

Урок 7: Выбор типа буровой установки

Исходными данными при выборе буровой установки (БУ) являются *проектная глубина и конструкция скважины*.

Параметр **максимальная грузоподъемность** характеризует предельно допустимое значение нагрузки на крюке, которое не может быть превышено при выполнении любых технологических операций в процессе всего цикла строительства скважины (вертикальные нагрузки от веса бурильной колонны, находящейся в скважине, обсадных труб, спускаемых в скважину, а также нагрузки, возникающие при ликвидации аварий и осложнений в скважине).

Параметр *рекомендуемая глубина бурения* скважины в каждом конкретном случае может отличаться от указанного значения в таблице (см.

“Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые”) в сторону уменьшения или увеличения в зависимости от типа и веса бурильных труб или компоновки бурильной колонны. Однако во всех случаях должно соблюдаться условие

$$G_{б.к \max} \leq (H_{рек} + 0,1H_{рек})300, \quad (7.1)$$

Где $G_{б.к \max}$ - максимальный вес бурильной колонны, $H_{рек}$ – рекомендуемая глубина бурения; 300 – вес 1 м бурильных труб, Н/м.

Тип привода выбирается в зависимости от степени обустройства конкретного региона.

Урок 8: Расчет подачи бурового раствора

При выполнении этого раздела необходимо использовать нормы расхода материалов по данному району и результаты бурения скважин, собранные при прохождении производственной практики на буровом предприятии: глубина спуска обсадных колонн и диаметры долот под них, объем емкостей, в которых находится промывочная жидкость, величина средней коммерческой скорости бурения скважин.

Необходимое количество бурового раствора определяется по формуле:

$$Q = n_1L_1 + n_2L_2 + n_3L_3 + \dots + n_nL_n \quad (8.1)$$

где Q – общий объем бурового раствора на 1 скважину, м³;

n – норма расхода бурового раствора на 1 м проходки с учетом коммерческой скорости, диаметра долота и обработки раствора (необработанный и химически обработанный), м³/м;

L – интервал скважины, соответствующий данной норме, пробуренный одним диаметром долота, м.

При переходе с бурения водой на бурение буровым раствором или с одного вида раствора на другой учитывается дополнительный объем, необходимый для заполнения скважины, исходя из объема обсаженной и необсаженной части скважины с учетом коэффициента кавернозности и объема приемных емкостей или амбаров.

Объем обсаженной части устанавливается: объем 1 м внутритрубного пространства и интервала бурения одним долотом.

Объем необсаженной части устанавливается: объем 1 м скважины в зависимости от диаметра долота и коэффициента кавернозности, и интервала бурения одним долотом.

Коэффициент кавернозности определяется техническим проектом на предприятии.

Вместимость приемных емкостей и желобов принимается в зависимости от типа буровой установки и системы очистки.

Урок 9: Расчет потребного количества исходных материалов для приготовления бурового раствора

Количество глины для приготовления бурового раствора зависит от ее качества, которое определяется показателем выхода раствора (в м³):

$$V_p = \frac{m_{\Gamma} (\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}}) \rho_{\Gamma}},$$

(9.1)

Где m_{Γ} – масса глины, $m_{\Gamma}=1000$ кг; ρ_{Γ} – плотность глины; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, $\rho_{\text{в}}=1000$ кг/м³; $\rho_{\text{б.р}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Глинопорошки для бурения должны отвечать показателям, приведенным в табл 7.4 (см “Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые”).

Применительно к комовым глинам основной показатель, по которому оценивают качество глиноматериала, - это *коллоидность*, характеризующая количество глины, необходимое для приготовления единицы объема глинистого раствора с условной вязкостью 25-30 с.

Масса глины без учета влажности, необходимая для приготовления требуемого количества глинистого раствора (в кг), определяется по формуле

$$m_{\Gamma} = \frac{\rho_{\Gamma} V_{\text{б.р}} (\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{в}}}$$

(9.2)

Где $v_{\text{б.р}}$ – Объем бурового раствора.

Масса глины без учета влажности, необходимая для приготовления 1 м³ бурового раствора (в кг) определяется по формуле, указанной выше при $v_{\text{б.р}} = 1$ м³.

Масса глины для приготовления 1 м³ бурового раствора (в кг) с учетом влажности:

$$m_{\Gamma} = \frac{\rho_{\Gamma} (\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}}) V_{\text{б.р}}}{(\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}}) (1 - W + W \rho_{\Gamma} \cdot 10^{-3})},$$

(9.3)

Где W – влажность глины, доли единицы, для инженерных расчетов принимается $W = 0,05-0,1$.

Масса воды (в кг), необходимая для приготовления 1 м³ бурового раствора:

$$m_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{в}} V_{\text{б.р}} (\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{б.р}})}{\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{в}}}.$$

(9.4)

Концентрация глины (содержание глины) в буровом растворе (в %) с учетом плотности исходных материалов:

$$K_{\Gamma} = \frac{\rho_{\Gamma} (\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho (\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{в}})} 100.$$

(9.5)

Масса глины (в кг), необходимая для внесения в буровой раствор с целью увеличения его концентрации:

$$m_{\Gamma} = m_{\text{р}} \frac{(K_{\text{т}} - K_{\Gamma})}{100 - K_{\text{т}}}$$

(9.6)

Где, K_T – требуемая концентрация раствора.

Плотность приготовления бурового раствора заданной концентрации (в кг/м³)

$$\rho_{\text{б.р}} = K_T (\rho_{\text{Г}} - \rho_{\text{В}}) + \rho_{\text{В}} \quad (9.7)$$

Необходимый объем глины (в м³)

$$V_{\text{Г}} = V_{\text{б.р}} \frac{\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{Г}} - \rho_{\text{В}}} \quad (9.8)$$

Объем воды (в м³)

$$V_{\text{В}} = V_{\text{б.р}} - V_{\text{Г}} \quad (9.9)$$

Наиболее низкая плотность бурового раствора обеспечивается при использовании бентонитовых глин ($\rho_{\text{б.р}} = \frac{1050}{1080}$ кг/м³). Плотность растворов, приготовляемых из обычных глин, составляет 1150-1250 кг/м³. Для снижения плотности готовят растворы на углеводородной основе или добавляют воду. Объем жидкости, требуемой для снижения плотности раствора $\rho_{\text{б.р}}$ до $\rho'_{\text{бр}}$ рассчитывают из выражения:

$$V' = \frac{V_0 (\rho_{\text{б.р}} - \rho'_{\text{б.р}})}{\rho'_{\text{б.р}} - \rho_{\text{В}}} \quad (9.10)$$

Где V_0 – начальный объем бурового раствора м^3 ; $\rho'_{\text{б.р}}$ – требуемая плотность бурового раствора.

Еще большее снижение плотности обеспечивается аэрированием раствора – вводом в качестве дисперсной фазы воздуха.

Объем бурового раствора для бурения скважины

$$V_{\text{б.р}} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_4, \quad (9.11)$$

Где V_1 – Объем приемных емкостей буровых насосов, $V_1 = \frac{10}{40} \text{м}^3$; V_2 – объем циркуляционной желобной системы, $V_2 = \frac{4}{7} \text{м}^3$; V_3 – требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м^3 ,

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n \quad (9.12)$$

V_4 – объем скважины м^3 ; $V_3 = 2$ – коэффициент запаса; L_1, L_2, \dots, L_n – длины интервалов одного диаметра м; n_1, n_2, \dots, n_n – нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, м^3 , в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение.

Расчеты количества химических реагентов, используемых для регулирования свойств глинистых растворов, базируются на том условии, что оптимальным является такое их количество, добавление которого при меньшем расходе и невысокой стойкости дает наиболее эффективное изменение основных технологических параметров. Оптимальная рецептура реагента для обработки обычно подбирается опытным путем в лаборатории.

Урок 10, 11: Расчет и выбор способа цементации

Цементирование скважин осуществляется с целью разобщения пластов при заполнении заданного интервал за колонного пространства скважины или участка обсадной колонны суспензией вяжущих материалов. От качества разобщения пластов в значительной степени зависит долговечность эксплуатации скважин на нефть и газ.

Наиболее распространен *одноступенчатый* способ цементирования, когда в заданный интервал подается тампонажный раствор за один прием. Кроме того, применяются еще несколько способов цементирования.

Если возникает необходимость делить интервал цементирования на две части, то используют двухступенчатое цементирование. При этом на границе раздела устанавливают специальную разделительную муфту. Способ применяют в следующих случаях: поглощение тампонажного раствора в нижних пластах или при большой высоте его подъема за колонной, когда расчетные давления при прокачивании тампонажного раствора больше давления, развиваемого цементировочными агрегатами; наличие резко отличающейся температуры в нижней и верхней зонах интервала подъема тампонажного раствора; невозможность доставки на буровую нужного количества тампонажной техники; возможность возникновения больших давлений в процессе продавливания тампонажного раствора.

Манжетное цементирование применяют, когда нет необходимости цементировать эксплуатационную колонну в зоне продуктивного горизонта.

При расчете *одноступенчатого* цементирования определяют: количество сухого тампонажного материала; количество воды для затворения; объем продавочной жидкости; максимальное давление в конце процесса цементирования; необходимое число смесительных машин и цементировочных агрегатов; время, необходимое для проведения всего процесса цементирования.

Для повышения качества цементирования необходимо предусмотреть использование при цементировании буферной жидкости, которая выполняет следующие функции:

- отделяет тампонажный раствор от промывочной жидкости и предотвращает образование густых трудно прокачиваемых смесей;
- увеличивает полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором;
- способствует разрушению фильтрационных глинистых корок на стенках скважины;
- способствует лучшему сцеплению тампонажного раствора с горными породами, слагающими стенки скважины.

В качестве буферной жидкости широко используются вода и водные растворы солей (NaCl, CaCl и т.д.), щелочей (NaOH) и ПАВ (сульфонол).

Известно, что эффективность вытеснения промывочной жидкости водными растворами (буферной жидкостью) возрастает с увеличением плотности этих растворов.

В случае применения буферной жидкости с меньшей плотностью, чем у бурового раствора ($\rho_b < \rho_p$), объем этой жидкости выбирается из условия, чтобы гидростатическое давление столба в заколонном пространстве несколько превышало пластовое. Из этого условия находят, что высота столба буферной жидкости в заколонном пространстве описывается соотношением:

$$h_b \leq \frac{(\rho_p - k_a \rho_b) z_{пл}}{\rho_b - \rho_b}$$

(10.1)

Где ρ_b , ρ_p , ρ_b – плотность соответственно бурового раствора пресной воды и буферной жидкости; k_a -коэффициент аномальности.

$$k_a = \frac{P_{пл}}{\rho_b g z_{пл}} = \frac{P_{пл}}{0,01 g z_{пл}}$$

(10.2)

Где $Z_{пл}$ – расстояние от поверхности до продуктивного горизонта; $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа.

Если расчетное значение высоты столба буферной жидкости по формуле 10.1 будет больше расстояния от устья скважины до уровня цементного раствора в заколонном пространстве, то необходимо плотность буферной жидкости выбирать из соотношения: $\rho_p < \rho_b < \rho_{ц.р.}$

Плотность цементного раствора выбирается на 200-250 кг/м³ больше плотности бурового раствора. Плотность буферной жидкости регулируется путем изменения концентрации водорастворимых солей. Высота столба

буферной жидкости в заколонном пространстве h_6 обычно принимается равной 150-220 м, что оказывается вполне достаточным для обеспечения хорошего качества цементирования.

Урок 12: Построение ГТН

Конструкция – характеристика буровой скважины, определяющая ее глубину и направление, диаметр на различных интервалах глубины, количество, диаметр и глубину спуска обсадных колонн.

Исходными данными для построения проектной конструкции разведочной скважины являются: глубина и угол залегания полезного ископаемого, физико-механические свойства и горно-геологические условия залегания пород, выбранный способ бурения.

Глубина скважины приведена в контрольном задании, угол наклона скважины к горизонту принимается равным 90° (скважины вертикальные).

Определение диаметров скважины на различных интервалах глубины производится снизу-вверх, начиная с определения диаметра последнего интервала скважины (конечный диаметр бурения). При бурении разведочных скважин на твердые полезные ископаемые конечный диаметр бурения определяется представительностью керновой пробы по полезному ископаемому (Полезное ископаемое – предпоследний слой) и размерами скважинного геофизического оборудования.

Минимально допустимый диаметр керна, который удовлетворяет требованиям качественного опробования пласта полезного ископаемого и соответственно диаметр скважины, при котором выполняется это условие.

Диаметры скважин приведены в диапазоне значений. При выборе конечного диаметра скважины лучше выбирать большее значение, оставляя меньшее в качестве запасного диаметра.

При составлении таблицы исходили из предпосылки, что керн не разрушается в процессе бурения. На самом деле горные породы очень часто находятся в нарушенном состоянии, что затрудняет получение необходимого содержания пробы. Для повышения выхода керна при бурении таких пород необходимо применять специальные снаряды, имеющие больший диаметр, чем обычные снаряды.

В практике разведочного бурения на рудные полезные ископаемые получение представительных проб обеспечивается при применении следующих минимальных размеров породоразрушающих инструментов:

При бурении алмазными коронками – 46-59 мм;

При бурении твердосплавными коронками – 59-76 мм.

Коронки большего диаметра рекомендуется применять при бурении трещиноватых пород. При бурении по нерудным полезным ископаемым минимальный диаметр бурения 93 мм.

При разведке угольных месторождений в зависимости от типа углей рекомендуются следующие диаметры бурения: по мягким углям – 93 мм, по средним – 76 мм, по плотным – 59 и 76 мм с учетом применения специальных снарядов для получения представительного керна.

При выборе конечного диаметра бурения необходимо также учитывать размеры скважинной аппаратуры для проведения различных исследований (геофизические исследования, инклинометрия, кернометрия и др.).

После определения конечного диаметра бурения необходимо: наметить участки, требующие закрепления стенок скважины обсадными трубами; выбрать размеры и наметить глубины спуска обсадных колонн.

Крепления требуют: верхний (первый) интервал всегда; неустойчивые породы (песок, супесь); трещиноватые и кавернозные породы.

Обсадные трубы применяют для крепления устья скважины, предохранения его от размывания, отвода промывочной жидкости в желоба (первая обсадная колонна называется направляющей), для разобщения водоносных горизонтов, закрепления неустойчивых пород и изоляции интервалов, где возможна утечка промывочной жидкости (вторая обсадная колонна называется кондуктором, все следующие – техническими колоннами).

Обсадные трубы в колонну могут соединяться посредством ниппелей или «труба в трубу». Безнипельное соединение труб менее прочное, поэтому применяется для соединения труб диаметром не более 89 мм.

Обсадная колонна выбирается таким образом, чтобы внутренний диаметр ниппелей обсадных труб был больше диаметра расположенного ниже интервала скважины.

Диаметр интервала скважины, в который опускается обсадная колонна, должен быть на 2–5 мм больше наружного диаметра обсадной колонны. В слабосвязанных, неустойчивых, склонных к вспучиванию породах разница диаметров должна составлять 10-20 мм.

Пример. Построить проектную конструкцию скважины для условий бурения, приведенных в табл.4. Рудная зона представлена радиоактивными элементами. В интервале 180-500 м предусматривается взятие ориентированного керна для изучения элементов залегания пород, а также проведение геофизических исследований и инклинометрии по всей глубине скважины.

Решение. Бурение в интервале 0-600 м предполагается вести с применением твердосплавных коронок, а в интервале 600-700 м с применением алмазных коронок, что предопределено буримостью горных пород на этих интервалах. В связи с тем, что угол падения пласта полезного ископаемого более 30°, скважины должны быть наклонными.

Конечный диаметр бурения для обеспечения необходимой представительности керна по данным, можно принять равным 36 мм. Так как рудная зона представлена раздробленными породами, при бурении которых для повышения выхода керна потребуются применение специальных технических средств, диаметр бурения должен быть увеличен.

Учитывая трещиноватость горных пород, слагающих рудную зону, диаметр бурения должен быть не менее 59 мм, что обеспечит необходимое количество керна для проведения опробования. Для взятия

ориентированного керна (кернометрия) применяем приборы, называемые керноскопами, диаметр которых равен 57 мм, что соответствует выбранному конечному диаметру.

Диаметр приборов, применяемых для проведения инклинометрии и других геофизических исследований в буровых скважинах, не превышает 50 мм. Таким образом, окончательно принимаем конечный диаметр бурения равным 59 мм.

Для закрепления устья скважины, предохранения его от размыва, отвода промывочной жидкости в желоба и задания направления скважины в интервале 0-4 м необходимо установить направляющую. Пространство между направляющей и стенками скважины необходимо зацементировать.

В интервале от 0 до 62 м залегают глинистые породы, склонные к набуханию и обрушению. Их необходимо перекрыть обсадной колонной (кондуктором). Башмак кондуктора должен быть зацементирован.

Глубина бурения под кондуктор должна превышать 62 м, с таким расчетом, чтобы обсадные трубы были посажены в твердые монолитные породы. Принимаем ее равной 65 м.

Диаметры обсадных колонн и интервалов скважины определяем в направлении снизу вверх. Внутренний диаметр ниппелей кондуктора должен быть больше 59 мм (конечный диаметр скважины). Из табл.3 выбираем обсадные трубы диаметром 73 мм (внутренний диаметр ниппеля 62 мм).

Для гарантированного спуска кондуктора в набухающих породах проектируем бурение интервала скважины от 4 до 65 м породоразрушающим инструментом диаметром 93 мм (см. табл.6).

Внутренний диаметр ниппелей направляющей обсадной трубы должен быть больше 93 мм. Выбираем обсадные трубы диаметром 108 мм (табл. 3).

Бурение скважины в интервале от 0 до 4 м необходимо вести породоразрушающим инструментом диаметром не менее 132 мм (табл.6).

При бурении поисково-разведочных скважин в неизученных геологических условиях необходимо предусмотреть резервный диаметр 76 мм. Породоразрушающим инструментом этого диаметра можно разбуривать ствол в случае осложнений. Тогда размер обсадных колонн будет соответственно 89/81 мм и 146/134 мм. Диаметр бурения под эти колонны соответственно 112 и 151 мм.

Во всех случаях необходимо стремиться к выбору наиболее простой конструкции скважин с применением минимального количества колонн обсадных труб. Это облегчает бурение скважин, сокращает набор инструментов, расход обсадных труб и снижает стоимость работ. Простая конструкция скважины обеспечивает возможность применения высоких частот вращения бурового инструмента.