

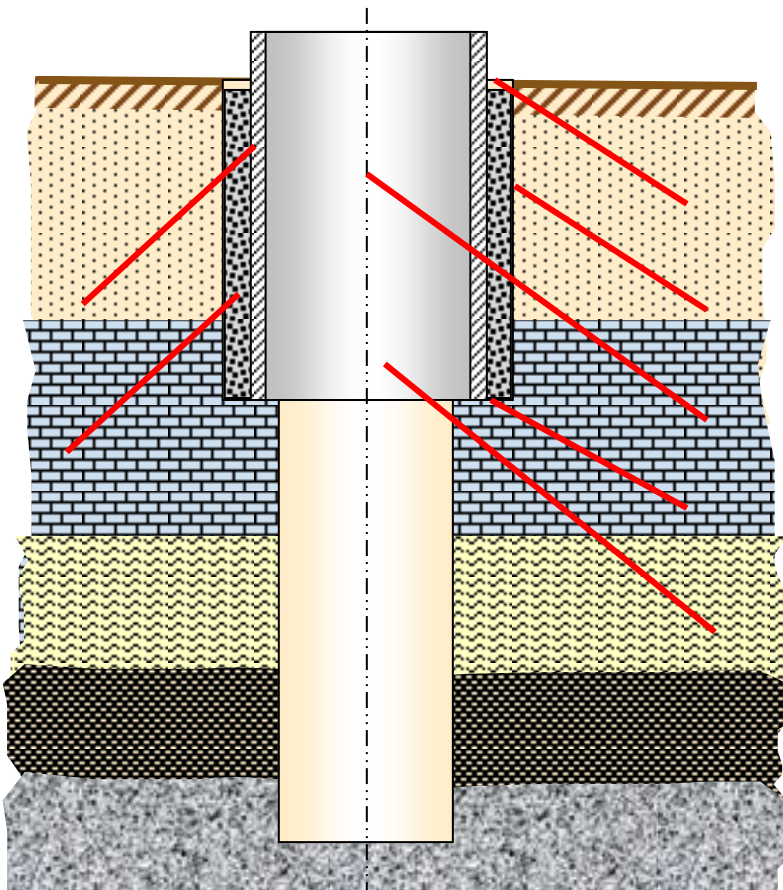
# СОДЕРЖАНИЕ

- Тема 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
- Тема 2. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ПРОЦЕСС ИХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ
- Тема 3. БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ И ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ
- Тема 4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
- Тема 5. РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ
- Тема 6. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ
- Тема 7. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН
- Тема 8. ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ
- Тема 9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН
- Тема 10. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА
- Тема 11. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН
- Тема 12. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## 1.1. Основные термины и определения

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше ее длины (Рис. 1).



Основные элементы буровой скважины:

• **Устье скважины (1)** – пересечение трассы скважины с дневной поверхностью

• **Забой скважины (2)** – дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу

• **Стенки скважины (3)** – боковые поверхности буровой скважины

• **Ось скважины (6)** —

Рис. 1. Элементы конструкции скважины

воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины

• **Ствол скважины (5)** – пространство в недрах, занимаемое буровой скважиной.

• **Обсадные колонны (4)** – колонны соединенных между собой обсадных труб. Если стенки скважины сложены из устойчивых пород, то в скважину обсадные колонны не спускают

Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя (сплошным забоем, рис. 2 а) или по его периферийной части (кольцевым забоем рис. 2 б). В последнем случае в центре скважины остается колонка породы – керн,

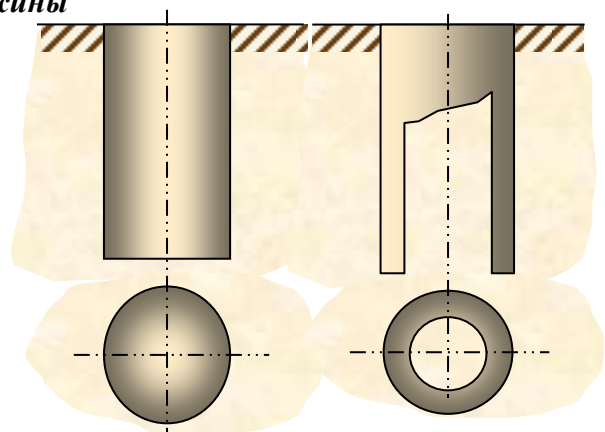


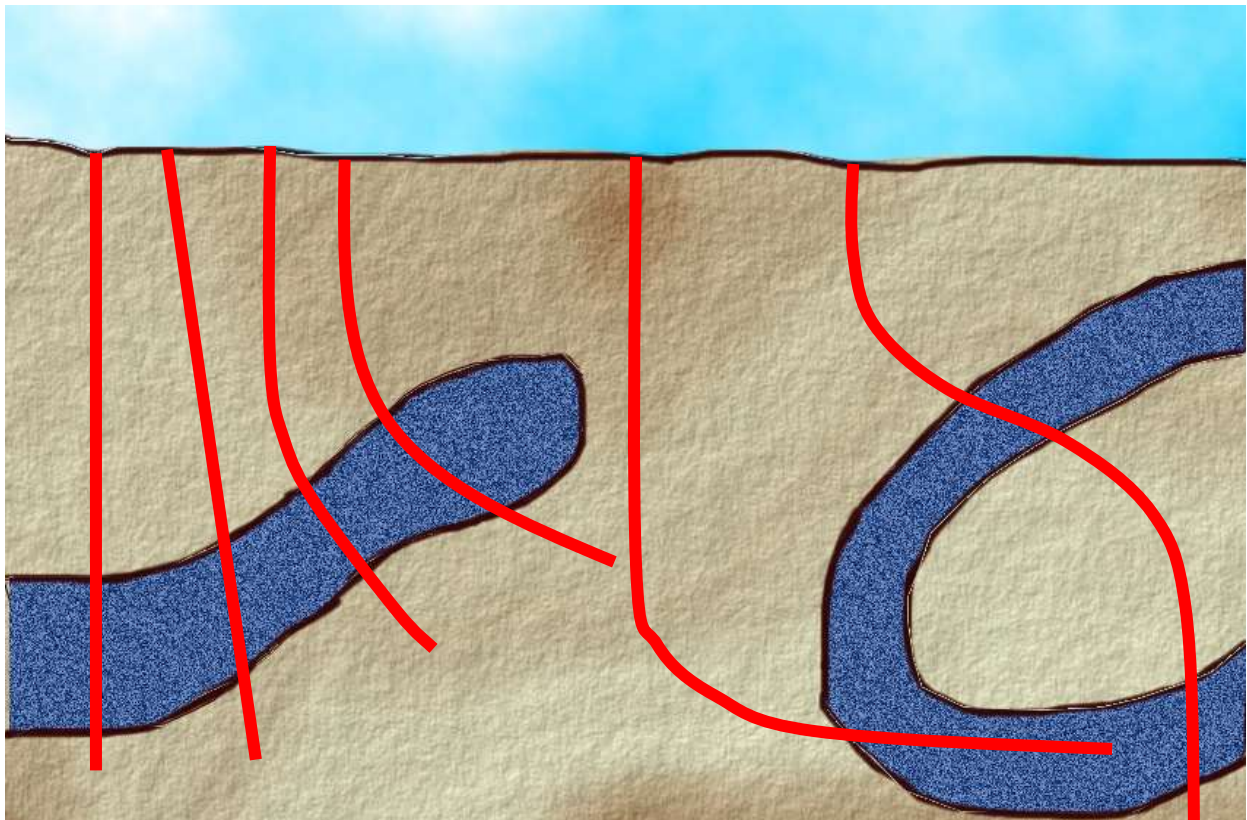
Рис. 2. Схема скважины пробуренной сплошным (а) и кольцевым (б) забоем

**которую периодически поднимают на поверхность для непосредственного изучения.**

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

По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяются (рис. 3):

1. Вертикальные;
2. Наклонные;
3. Прямолинейноискривленные;
4. Искривленные;
5. Прямолинейноискривленные (с горизонтальным участком);
6. Сложноискривленные.



*Рис. 3. Пространственное расположение скважин*

Нефтяные и газовые скважины бурят на суше и на море при помощи буровых установок. В последнем случае буровые установки монтируются на эстакадах, плавучих буровых платформах или судах (рис. 4).



*Рис. 4. Виды буровых скважин*

В нефтегазовой отрасли бурят скважины следующего назначения:

**1. Эксплуатационные** – для добычи нефти, газа и газового конденсата.

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

**3. Разведочные** – для выявления продуктивных горизонтов, оконтуривания, испытания и оценки их промышленного значения.

**4. Специальные** - опорные, параметрические, оценочные, контрольные – для изучения геологического строения малоизвестного района, определения изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, наблюдения за пластовым давлением и фронтом движения водонефтяного контакта, степени выработки отдельных участков пласта, термического воздействия на пласт, обеспечения внутрипластового горения, газификации нефтей, сброса сточных вод в глубокозалегающие поглощающие пласты и др.

**5. Структурно-поисковые** – для уточнения положения перспективных нефте-газоносных структур по повторяющим их очертания верхним маркирующим (определяющим) горизонтам, по данным бурения мелких, менее дорогих скважин небольшого диаметра.

Сегодня нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала, вследствие

неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (вода, нефть, газ и их смеси), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты, содержащие различные флюиды.

Крепление ствола скважины производится путем спуска в нее специальных труб, называемых обсадными. Ряд обсадных труб, соединенных последовательно между собой, составляет обсадную колонну. Для крепления скважин применяют стальные обсадные трубы (рис. 5).

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

В процессе бурения скважины в неустойчивых горных породах возможны интенсивное кавернообразование, осыпи, обвалы и т.д. В ряде случаев дальнейшая углубка ствола скважины становится невозможной без предварительного крепления ее стенок.

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в нее обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом (рис. 6). Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием.

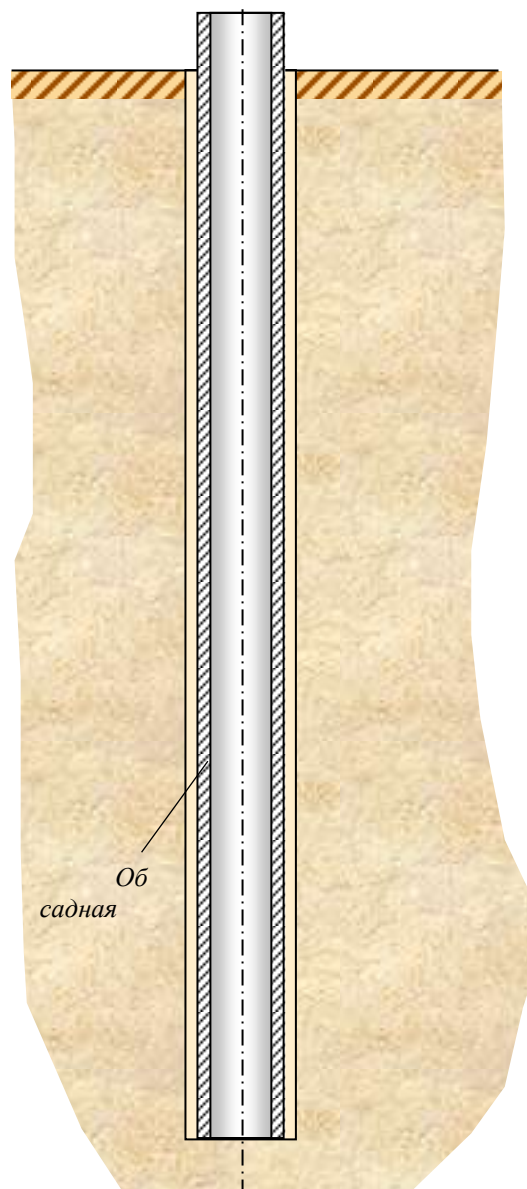
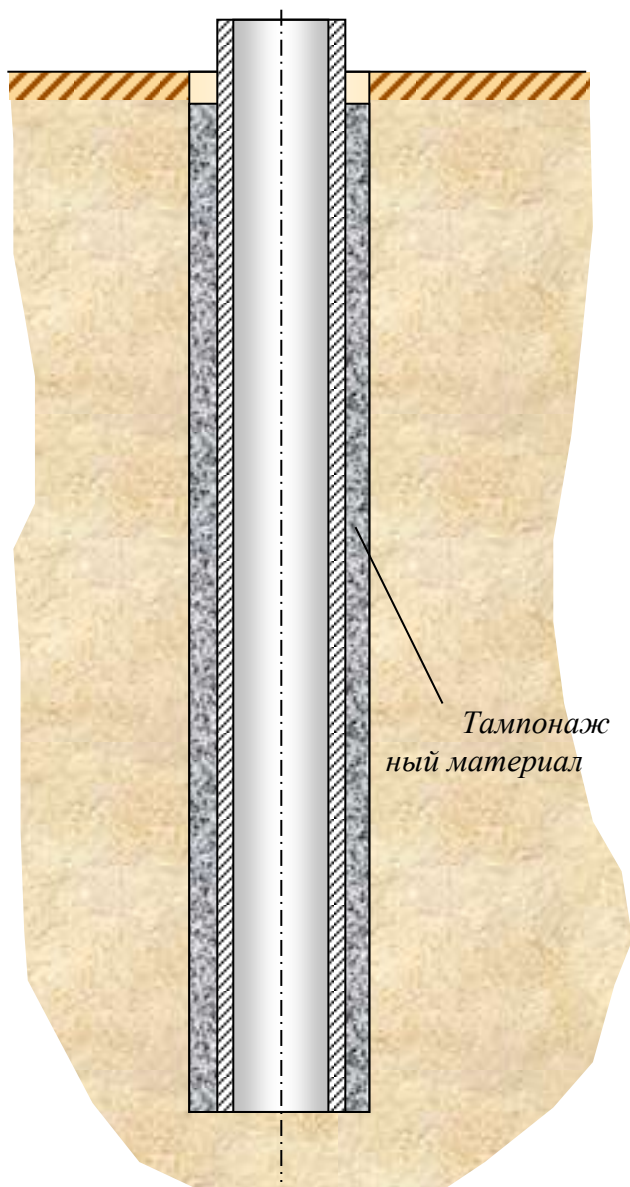


Рис.5. Обсадная труба в



*Рис. 6. Схема крепления скважины*

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создается устойчивое подземное сооружение определенной конструкции.

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом (рис. 7).

Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа обсадной колонны входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление,

кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой.

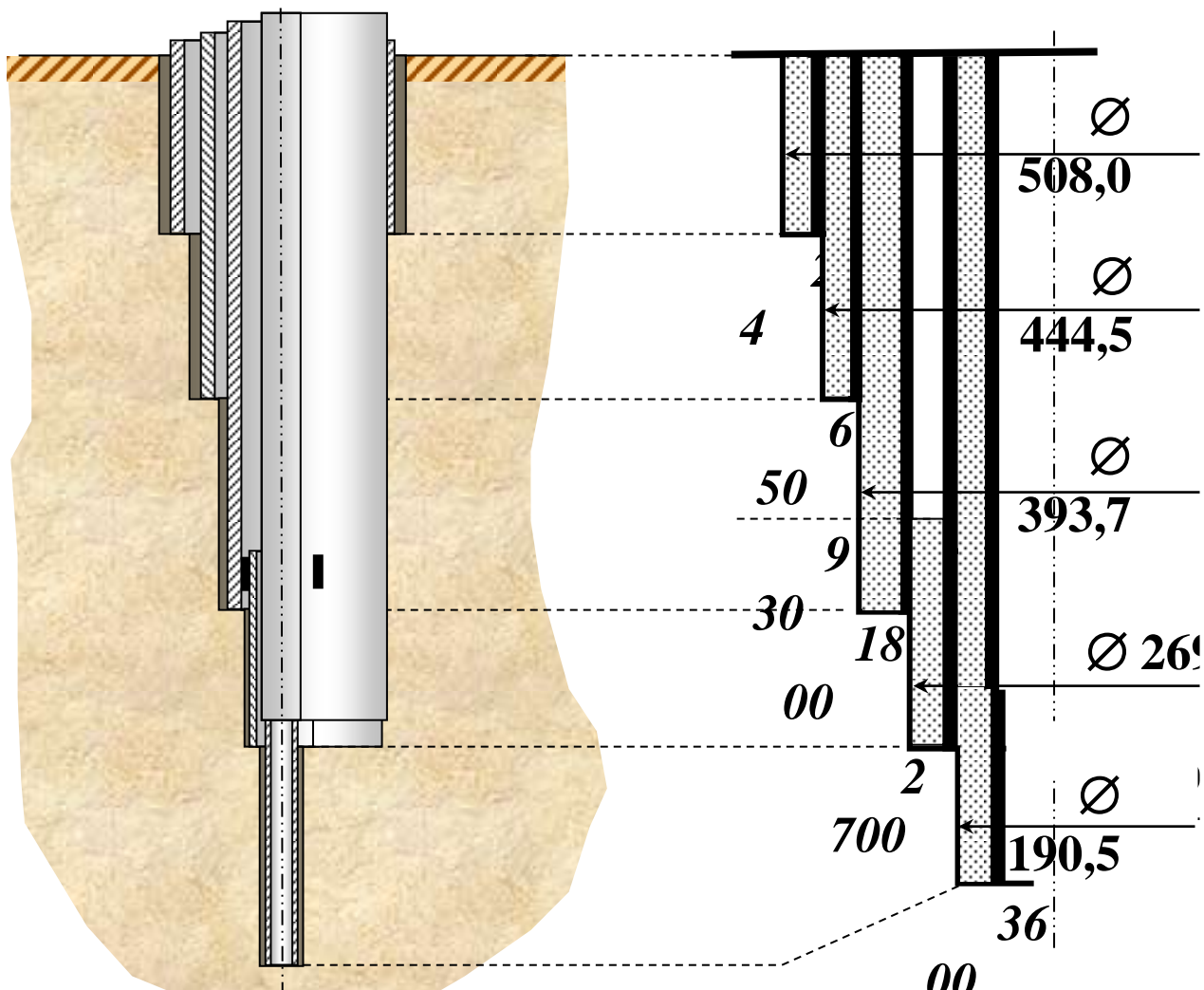


Рис. 7. Схема конструкции скважины

Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150-300 м и 500 м.

Промежуточные (технические) колонны необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина-пласт».

Если давление в скважине  $P_c$  меньше пластового  $P_{пл}$  (давления флюидов, насыщающих пласт), то флюиды из пласта будут поступать в скважину, произойдет проявление. В зависимости от интенсивности проявления сопровождаются самоизливом жидкости (газа) на устье скважины (переливы), выбросами, открытым (неконтролируемым) фонтанированием. Эти явления осложняют процесс строительства скважины, создают угрозу отравлений, пожаров, взрывов.

При повышении давления в скважине до некоторой величины, называемой давлением начала поглощения  $P_{ногл}$ , жидкость из скважины поступает в пласт. Этот процесс называется поглощением бурового раствора.  $P_{ногл}$  может быть близким или равным пластовому, а иногда приближается к величине вертикального горного давления, определяемого весом расположенных выше горных пород.

Иногда поглощения сопровождаются перетоками флюидов из одного пласта в другой, что приводит к загрязнению источников водоснабжения и продуктивных горизонтов. Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения в одном из пластов обуславливает понижение давления в другом пласте и возможность проявлений из него.

Давление, при котором происходит раскрытие естественных сомкнутых трещин или образование новых, называется давлением гидравлического разрыва пласта  $P_{грп}$ . Такое явление сопровождается катастрофическим поглощением бурового раствора.

Характерно, что во многих нефтегазоносных районах пластовое давление  $P_{пл}$  близко к гидростатическому давлению столба пресной воды  $P_2$  (далее просто гидростатическое давление) высотой  $H_ж$ , равной глубине  $H_п$ , на которой залегает данный пласт. Это объясняется тем, что давление флюидов в пласте чаще обусловлено напором краевых вод, область питания которых имеет связь с дневной поверхностью на значительных расстояниях от месторождения.

Поскольку абсолютные значения давлений зависят от глубины  $H$ , их соотношения удобнее анализировать, пользуясь величинами относительных давлений, которые представляют собой отношения абсолютных значений соответствующих давлений к гидростатическому давлению  $P_2$ , т.е.:

$$\begin{aligned}P_{пл}^* &= P_{пл} / P_2 ; \\P_{гр}^* &= P_{гр} / P_2 ; \\P_{ногл}^* &= P_{ногл} / P_2 ; \\P_{грп}^* &= P_{грп} / P_2 .\end{aligned}$$

Здесь  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_{гр}$  – гидростатическое давление бурового раствора;  $P_{ногл}$  – давление начала поглощения;  $P_{грп}$  – давление гидроразрыва пласта.

Относительное пластовое давление  $P_{пл}^*$  часто называют коэффициентом аномальности  $K_a$ . Когда  $P_{пл}^*$  приблизительно равно 1,0, пластовое давление считается нормальным, при  $P_{пл}^*$  большем 1,0 –



аномально высоким (АВПД), а при  $P_{пл}^*$  меньше 1,0 – аномально низким (АНПД).

Одним из условий нормального неосложненного процесса бурения является соотношение

$$а) P_{пл}^* < P_{гр}^* < P_{погл}^*(P_{гр}^*)$$

Процесс бурения осложняется, если по каким либо причинам относительные давления окажутся в соотношении:

$$б) P_{пл}^* > P_{гр}^* < P_{погл}^*$$

или

$$в) P_{пл}^* < P_{гр}^* > P_{погл}^* (P_{гр}^*)$$

Если справедливо соотношение б), то наблюдаются только проявления, если в), то наблюдаются и проявления и поглощения.

Промежуточные колонны могут быть сплошными (их спускают от устья до забоя) и не сплошными (не доходящими до устья). Последние называются хвостовиками.

Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя спущены и направление и кондуктор. При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию. Когда имеются две и более технические колонны, скважина считается многоколонной.

Конструкция скважины задается следующим образом: 426, 324, 219, 146 – диаметры обсадных колонн в мм; 40, 450, 1600, 2700 – глубины спуска обсадных колонн в м; 350, 1500 – уровень тампонажного раствора за хвостовиком и эксплуатационной колонной в м; 295, 190 – диаметры долот в мм для бурения скважины под 219 – и 146 –мм колонны.

## 1.2. Способы бурения скважин

Бурить скважины можно механическим, термическим, электроимпульсным и другими способами (несколько десятков). Однако промышленное применение находят только способы механического бурения – ударное и вращательное. Остальные пока не вышли из стадии экспериментальной разработки.

### 1.2.1. Ударное бурение

Ударное бурение. Из его всех разновидностей наибольшее распространение получило ударно-канатное бурение (рис. 8).

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

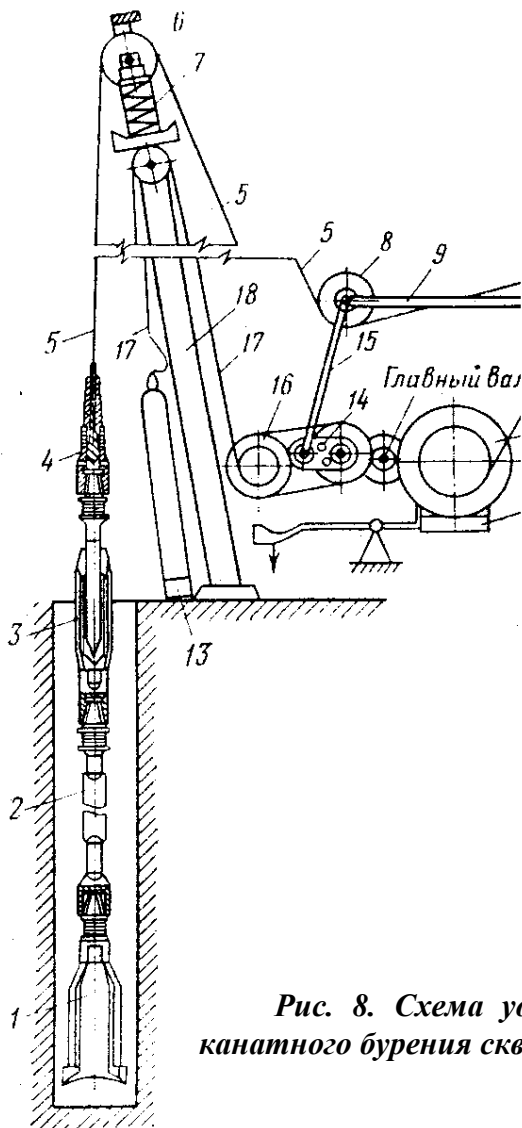


Рис. 8. Схема ударно-канатного бурения скважин

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

По мере углубления скважины канат удлиняют, сматывая его с барабана 11. Цилиндричность скважины обеспечивается поворотом долота в результате раскручивания каната под

нагрузкой (во время приподъема бурового снаряда) и скручивания его при снятии нагрузки (во время удара долота о породу).

Эффективность разрушения породу при ударно-канатном бурении прямо пропорциональна массе бурового снаряда, высоте его падения, ускорению падения, числу ударов долота о забой в единицу времени и обратно пропорциональна квадрату диаметра скважины.

В процессе разбуривания трещиноватых и вязких пород возможно заклинивание долота. Для освобождения долота в буровом снаряде применяют штангу-ножницы, изготовленные в виде двух удлиненных колец, соединенных друг с другом подобно звеньям цепи.

Процесс бурения будет тем эффективнее, чем меньше сопротивление долоту бурового снаряда оказывает накапливающаяся на забое скважины выбуренная породу, перемешанная с пластовой

жидкостью. При отсутствии или недостаточном притоке пластовой жидкости в скважину с устья периодически доливают воду. Равномерное распределение частиц выбуренной породы в воде достигается периодическим расхаживанием (приподъемом и опусканием) бурового снаряда. По мере накопления на забое разрушенной породы (шлама) возникает необходимость в очистке скважины. Для этого с помощью барабана поднимают буровой снаряд из скважины и многократно спускают в нее желонку 13 на канате 17, сматываемом с барабана 16. В днище желонки имеется клапан. При погружении желонки в зашламленную жидкость клапан открывается и желонка заполняется этой смесью, при подъеме желонки клапан закрывается. Поднятую на поверхность зашламленную жидкость выливают в сборную емкость. Для полной очистки скважины приходится спускать желонку несколько раз подряд.

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

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

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

### 1.2.2. Вращательное бурение скважин

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

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

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

Следовательно, при роторном бурении углубление долота в породу происходит при движении вдоль оси скважины вращающейся бурильной колонны, а при бурении с забойным двигателем – невращающейся бурильной колонны. Характерной особенностью вращательного бурения является промывка

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

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

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

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

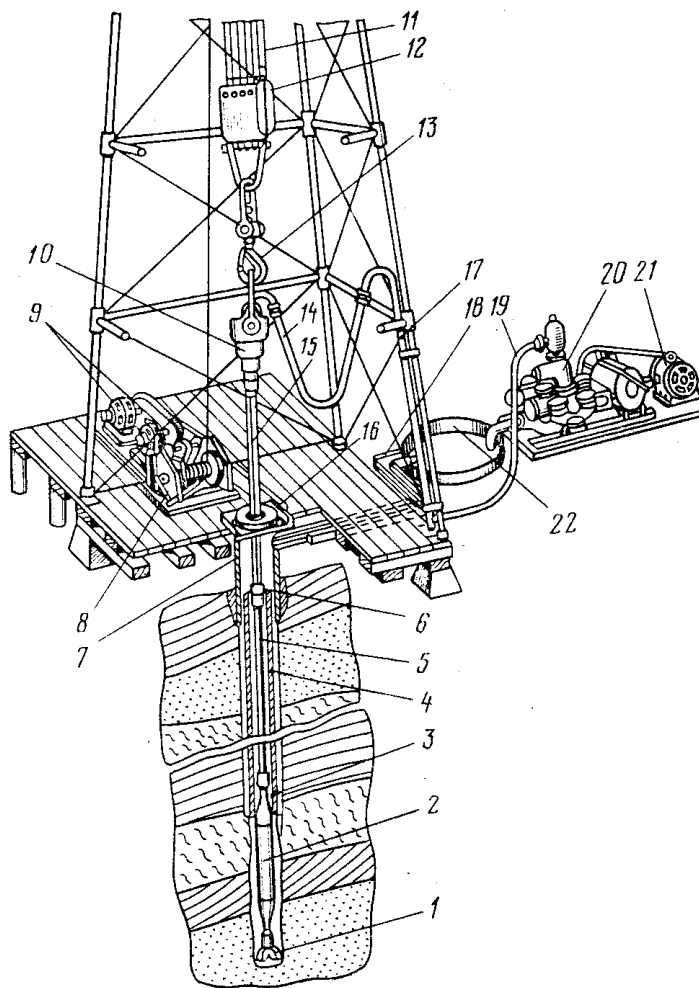


Рис. 9. Схема вращательного бурения скважин

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

По мере углубления скважины бурильная колонна, подвешенная к полиспастной системе, состоящей из кронблока (на рисунке не показан), талевого блока 12, крюка 13 и талевого каната 11, подается в скважину. Когда ведущая труба 15 войдет в ротор 16 на всю длину, включают лебедку, поднимают бурильную колонну на длину ведущей трубы и подвешивают бурильную колонну с помощью клиньев на столе ротора. Затем отвинчивают ведущую трубу 15 вместе с вертлюгом 10 и спускают ее в шурф (обсадную трубу, заранее установленную в специально пробуренную наклонную скважину) длиной, равной длине ведущей трубы. Скважина под шурф бурится заранее в правом углу вышки примерно на середине расстояния от центра до ее ноги. После этого бурильную колонну удлиняют (наращивают), путем привинчивания к ней двухтрубной или трехтрубной свечи (двух или трех свинченных между собой бурильных труб), снимают ее с клиньев, спускают в скважину на длину свечи, подвешивают с помощью клиньев на стол ротора, поднимают из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привинчивают ее к бурильной колонне, освобождают бурильную колонну от клиньев, доводят долото до забоя и продолжают бурение.

Для замены изношенного долота поднимают из скважины всю бурильную колонну, а затем вновь спускают ее. Спуско-подъемные работы ведут также с помощью полиспастной системы. При вращении барабана лебедки талевый канат наматывается на барабан или сматывается с него, что и обеспечивает подъем или спуск талевого блока и крюка. К последнему с помощью штропов и элеватора подвешивают поднимаемую или спускаемую бурильную колонну.

При подъеме БК развинчивают на свечи и устанавливают их внутри вышки нижними концами на подсвечники, а верхние заводят за специальные пальцы на балконе верхового рабочего. Спускают БК в скважину в обратной последовательности.

Таким образом процесс работы долота на забое скважины прерывается наращиванием бурильной колонны и спуско-подъемными операциями (СПО) для смены изношенного долота.

Как правило, верхние участки разреза скважины представляют собой легкоразмываемые отложения. Поэтому перед бурением скважины сооружают ствол (шурф) до устойчивых пород (3-30 м) и в него спускают трубу 7 или несколько свинченных труб (с вырезанным окном в верхней части) длиной на 1-2 м больше глубины шурфа. Затрубное пространство цементируют или бетонируют. В результате устье скважины надежно укрепляется.

К окну в трубе приваривают короткий металлический желоб, по которому в процессе бурения буровой раствор направляется в систему емкостей 18 и далее, пройдя через очистительные механизмы (на рисунке не показаны), поступает в приемную емкость 22 буровых насосов.

**Трубу (колонну труб) 7, установленную в шурфе, называют направлением. Установка направления и ряд других работ, выполняемых до начала бурения, относятся к подготовительным. После их выполнения составляют акт о вводе в эксплуатацию буровой установки и приступают к бурению скважины.**

Пробуриив неустойчивые, мягкие, трещиноватые и кавернозные породы, осложняющие процесс бурения (обычно 400-800 м), перекрывают эти горизонты кондуктором 4 и цементируют затрубное пространство 3 до устья. При дальнейшем углублении могут встретиться горизонты, также подлежащие изоляции, такие горизонты перекрываются промежуточными (техническими) обсадными колоннами.

Пробуриив скважину до проектной глубины, спускают и цементируют эксплуатационную колонну (ЭК).

После этого все обсадные колонны на устье скважины обвязывают друг с другом, применяя специальное оборудование. Затем против продуктивного пласта в ЭК и цементном камне пробивают несколько десятков (сотен) отверстий, по которым в процессе испытания, освоения и последующей эксплуатации нефть (газ) будут поступать в скважину.

Сущность освоения скважины сводится к тому, чтобы давление столба бурового раствора, находящегося в скважине, стало меньше пластового. В результате создавшегося перепада давления нефть (газ) из пласта начнет поступать в скважину. После комплекса исследовательских работ скважину сдают в эксплуатацию.

На каждую скважину заводится паспорт, где точно отмечают ее конструкцию, местоположение устья, забоя и пространственное положение ствола по данным инклинометрических измерений ее отклонений от вертикали (зенитные углы) и азимута (азимутальные углы). Последние данные особенно важны при кустовом бурении наклонно-направленных скважин во избежание попадания ствола бурящейся скважины в ствол ранее пробуренной или уже эксплуатирующейся скважины. Фактическое отклонение забоя от проектного не должно превышать заданных допусков.

Буровые работы должны выполняться с соблюдением законов об охране труда и окружающей природной среды. Строительство площадки под буровую, трасс для передвижения буровой установки, подъездных путей, линий электропередач, связи, трубопроводов для водоснабжения, сбора нефти и газа, земляных амбаров, очистных устройств, отвал шлама должны осуществляться лишь на специально отведенной соответствующими организациями территории. После

завершения строительства скважины или куста скважин все амбары и траншеи должны быть засыпаны, вся площадка под буровую – максимально восстановлена (рекультивирована) для хозяйственного использования.

### **1.3. Краткая история бурения нефтяных и газовых скважин**

Первые скважины в истории человечества бурили ударно-канатным способом за 2000 лет до нашей эры для добычи рассолов в Китае.

До середины 19 века нефть добывалась в небольших количествах, в основном из неглубоких колодцев вблизи естественных выходов ее на дневную поверхность. Со второй половины 19 века спрос на нефть стал возрастать в связи с широким использованием паровых машин и развитием на их основе промышленности, которая требовала больших количеств смазочных веществ и более мощных, чем сальные свечи, источников света.

Исследованиями последних лет установлено, что первая скважина на нефть была пробурена ручным вращательным способом на Апшеронском полуострове (Россия) в 1847 г. по инициативе В.Н. Семенова. В США первая скважина на нефть (25м) была пробурена в Пенсильвании Эдвином Дрейком в 1859 г. Этот год считается началом развития нефтедобывающей промышленности США. Рождение российской нефтяной промышленности принято отсчитывать от 1964 г., когда на Кубани в долине реки Кудако А.Н. Новосильцев начал бурить первую скважину на нефть (глубиной 55 м) с применением механического ударно-канатного бурения.

На рубеже 19-20 веков были изобретены дизельный и бензиновый двигатели внутреннего сгорания. Внедрение их в практику привело к бурному развитию мировой нефтедобывающей промышленности.

В 1901 г в США впервые было применено вращательное роторное бурение с промывкой забоя циркулирующим потоком жидкости. Необходимо отметить, что вынос выбуренной породы циркулирующим потоком воды изобрел в 1848 г. французский инженер Фовелль и впервые применил этот способ при бурении артезианской скважины в монастыре св. Доминика. В России роторным способом первая скважина была пробурена в 1902 г. на глубину 345 м в Грозненском районе.

Одной из труднейших проблем, возникших при бурении скважин, особенно при роторном способе, была проблема герметизации затрубного пространства между обсадными трубами и стенками скважины. Решил эту проблему русский инженер А.А. Богушевский, разработавший и запатентовавший в 1906 г. способ закачки цементного раствора в обсадную колонну с последующим вытеснением его через низ

(башмак) обсадной колонны в затрубное пространство. Этот способ цементирования быстро распространился в отечественной и зарубежной практике бурения.

В 1923 г. выпускник Томского технологического института М.А. Капелюшников в соавторстве с С.М. Волохом и Н.А. Корнеевым изобрели гидравлический забойный двигатель – турбобур, определивший принципиально новый путь развития технологии и техники бурения нефтяных и газовых скважин. В 1924 г. в Азербайджане была пробурена первая в мире скважина с помощью одноступенчатого турбобура, получившего название турбобура Капелюшникова.

Особое место занимают турбобуры в истории развития бурения наклонных скважин. Впервые наклонная скважина была пробурена турбинным способом в 1941 г. в Азербайджане. Совершенствование такого бурения позволило ускорить разработку месторождений, расположенных под дном моря или под сильно пересеченной местностью (болота Западной Сибири). В этих случаях бурят несколько наклонных скважин с одной небольшой площадки, на строительство которой требуется значительно меньше затрат, чем на сооружение площадок под каждую буровую при бурении вертикальных скважин. Такой способ сооружения скважин получил наименование кустового бурения.

В 1937-40 гг. А.П. Островским, Н.Г. Григоряном, Н.В. Александровым и другими была разработана конструкция принципиально нового забойного двигателя – электробура.

В США в 1964 г. был разработан однозаходный гидравлический винтовой забойный двигатель, а в 1966 в России разработан многозаходный винтовой двигатель, позволяющий осуществлять бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.

В Западной Сибири первая скважина, давшая мощный фонтан природного газа 23 сентября 1953 г. была пробурена у пос. Березово на севере Тюменской области. Здесь, в Березовском районе зародилась в 1963 г. газодобывающая промышленность Западной Сибири. Первая нефтяная скважина в Западной Сибири зафонтанировала 21 июня 1960 г. на Мулымьинской площади в бассейне реки Конда.



## 2. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ПРОЦЕСС ИХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

### 2.1. Общие сведения о горных породах

Земная кора сложена главным образом изверженными и метаморфическими горными породами, на которых прерывистым покровом лежат осадочные породы. В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие только осадочные горные породы.

Важными признаками строения осадочных горных пород, имеющими существенное значение при их разрушении, являются их структура и текстура. Под структурой горной породы понимаются те ее особенности, которые обусловлены формой, размерами и характером поверхности образующих их материалов. Большинство осадочных пород сложено рыхлыми сцементированными минеральными обломками различных размеров, имеющими неправильные очертания. Основная структурная особенность осадочных пород, характеризующая их механические свойства, структура цементов, связывающих отдельные обломки.

Текстура указывает на особенности строения всей породы в целом и выявляет взаимное пространственное расположение минеральных частиц. Основные особенности текстуры осадочных пород слоистость, сланцеватость (способность породы раскалываться по параллельным плоскостям на тонкие пластинки) и пористость (пористостью называется отношение объема всех пустот к объему всей породы, выраженное в процентах).

По природе сил сцепления между частицами осадочные породы подразделяются на три основные группы:

1. скальные,
2. связные (пластичные),
3. сыпучие.

Силы сцепления *скальных* пород (песчаников, известняков, мергелей и др.) характеризуются молекулярным притяжением частиц друг к другу, а также наличием сил трения.

Силы сцепления *пластичных* пород (глинистых) характеризуются взаимодействием коллоидных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков, а также наличием сил трения,

*Сыпучие* породы (песок) не обладают сцеплением ни в сухом состоянии, ни при полном насыщении водой. Только при ограниченном насыщении водой у сыпучих пород наблюдаются силы сцепления, обусловленные трением.

Кроме сил сцепления, всем породам присущи силы внутреннего трения, зависящие от давления, прижимающего частицы друг к другу.

## 2.2. Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения

Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения – их упругие и пластические свойства, твердость, абразивность и сплошность.

*Упругие свойства горных пород.* Все горные породы под воздействием внешних нагрузок претерпевают деформации, исчезающие после удаления нагрузки или остающиеся. Первые из них называются упругими деформациями, а вторые пластическими. Большинство породообразующих минералов - тела упруго хрупкие, т. е. они подчиняются закону Гука и разрушаются, когда напряжения достигают предела упругости.

Горные породы также относятся к упруго хрупким телам, но в отличие от минералов они подчиняются закону Гука только при динамическом приложении нагрузки.

Упругие свойства горных пород характеризуются модулем упругости (модуль Юнга) и коэффициентом Пуассона. Модуль упругости горных пород зависит от их минералогического состава, вида нагружения и величины приложенной нагрузки, от структуры, текстуры и глубины залегания пород, от состава и строения цементирующего вещества у обломочных пород, от степени влажности, песчаности и карбонатности пород.

*Пластические свойства горных пород* (пластичность). Разрушению некоторых пород предшествует пластическая деформация. Она начинается, как только напряжения в породе превысят предел упругости. Пластичность зависит от минералогического состава горных пород и уменьшается с увеличением содержания кварца, полевого шпата и некоторых других минералов. Высокими пластическими свойствами обладают глины и некоторые породы, содержащие соли. При определенных условиях некоторые горные породы подвержены ползучести. Ползучесть проявляется в постоянном росте деформации при неизменном напряжении. Значительной ползучестью характеризуются глины, глинистые сланцы, соляные породы, аргиллиты, некоторые разновидности известняков.

*Твердость горных пород.* Под твердостью горной породы понимается ее способность оказывать сопротивление проникновению в нее (внедрению) породоразрушающего инструмента.

В геологии большое распространение имеет шкала твердости минералов Мооса, по которой условную твердость минералов определяют методом царапания; по этой шкале твердость характеризуется отвлеченным числом (номером).

На основании многочисленных исследований Л.А.Шрейнер предложил классификацию горных пород, выгодно отличающуюся от шкалы твердости Мооса тем, что она наиболее полно учитывает основные физико-механические свойства горных пород, влияющих на процесс бурения.

К I группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабо сцементированные пески, суглинки, известняк-ракушечник, мергели, глины с частыми прослоями песчаников, мергелей и т. п.).

Ко II группе относятся упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, крепкие ангидриты, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, кварцево-карбонатные породы и т. п.).

К III группе относятся упругохрупкие, в основном изверженные и метаморфические породы.

*Абразивность горных пород.* Под абразивностью горной породы понимается ее способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия.

Абразивность пород проявляется в процессе изнашивания (преимущественно механического) и является его характеристикой. Поэтому показатели абразивности можно рассматривать как показатели механических свойств горных пород.

Абразивность горной породы, как и любой другой показатель механических свойств, отражает ее поведение в конкретных условиях испытания или работы. Понятие об абразивной способности тесно связано с понятием о внешнем трении и износе.

Абразивные свойства горных пород изучены слабо. На величину трения существенное влияние оказывает среда. Коэффициент трения о породу, поверхность которой смочена глинистым раствором, меньше, чем тот же коэффициент при трении о породу, смоченную водой, и значительно ниже, чем коэффициент трения о сухую породу. Твердость горной породы, размер и форма зерен, образующих породу, существенно влияют на коэффициент внешнего трения. Коэффициент трения о породу с более высокой твердостью при прочих равных условиях обычно более высокий, чем о породу с меньшей твердостью. Это объясняется тем, что абразивные зерна из такой породы выламываются трудней, а разрушающий инструмент царапается зернами этой же породы более интенсивно. По этим же причинам коэффициент внешнего трения выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными зернами, чем при трении о крупнозернистую породу со скатанными зернами.

Среди горных пород наибольшей абразивностью обладают кварцевые и полевошпатовые песчаники и алевролиты (сцементированные обломочные породы с обломочными зернами размером от 0,01 до 0,1 мм).

В настоящее время разработано несколько классификаций по абразивности горных пород.

*Сплошность горных пород.* Понятие «сплошность горных пород» предложено для оценки структурного состояния горных пород, которые, исходя из степени пригодности внутрискруктурных нарушений (трещин, пор, поверхностей рыхлого контакта зерен и т. д.), передают внутрь породы давления внешней жидкостной или газовой среды. Разделяют четыре категории сплошности: к первой категории сплошности относятся породы, внутрь которых может проникнуть исходный глинистый раствор; ко второй – породы, внутрь которых проникает не только жидкость, но и твердые (глинистые) частицы; к третьей – породы, внутрь которых передается

давление только маловязкой жидкости (типа воды); к четвертой – породы, внутрь которых внешнее гидравлическое давление не передается.

### **2.3. Основные закономерности разрушения горных пород при бурении**

Основной вид деформации, под действием которой породы в процессе бурения разрушаются, – вдавливание. Рассмотрим явления, происходящие в породе при действии постепенно возрастающей местной нагрузки, передающейся через штамп. Первоначально порода уплотняется в непосредственной близости от площадки контакта. Затем, когда нагрузка достигает некоторого критического значения, в породе образуется конусообразная трещина, вершина которой обращена к вдавливаемому телу. При дальнейшем увеличении нагрузки трещина продолжает развиваться в глубину; при этом образуется система хаотически расположенных трещин, порода в вершине конуса раздавливается в порошок, передающий давление во все стороны.

Под влиянием этого давления порода продолжает разрушаться до образования лунки. Описанный процесс внедрения штампа составляет один полный цикл разрушения. При дальнейшем нагружении штампа процесс во всех трех фазах повторяется. Такая цикличность разрушения свойственна хрупким, прочным горным породам. В хрупких, но менее прочных горных породах разрушение также носит циклический, но менее скачкообразный характер. Разрушение малопрочных пород носит плавный характер.

Рассмотрим действие динамического вдавливания (ударов) на породу. Исследованиями установлено, что в результате ударов горные породы могут разрушаться при напряжениях, меньших, чем критические, соответствующих пределу прочности. Сам механизм разрушения аналогичен описанному выше. Число ударов по одному и тому же месту может быть значительным. С увеличением силы удара число их уменьшается, и при некотором значении силы разрушение наступает после первого же удара. Таким образом, горная порода может разрушаться как при действии статических, так и динамических нагрузок. Сила удара в процессе динамического разрушения зависит от нагрузки и скорости ее приложения. Эффект разрушения в значительной мере зависит от формы твердого тела, которым разрушают горную породу. Все эти и некоторые другие факторы оказывают влияние на объемную работу разрушения.

Удельная контактная работа определяется отношением полной работы к площади контакта разрушающего инструмента:

Объемная работа разрушения при динамическом вдавливании в несколько раз выше, чем при статическом.

Порода, составляющая поверхность забоя и подлежащая разрушению, находится в условиях неравномерного всестороннего сжатия, создаваемого давлением столба бурового раствора, заполняющего скважину, и боковым

давлением горных пород. Сама поверхность забоя неоднородна и не представляет гладкую поверхность: отдельные частицы породы возвышаются над общим уровнем поверхности. При действии разрушающего инструмента на породу эти частицы первыми воспринимают давление и передают его другим соседним частицам.

Некоторые из них дробятся, другие выламываются, третьи почти прямолинейно проталкиваются в направлении движения разрушающего инструмента.

При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого разрушается горная порода, является долото.

Долото проникает в породу и разрушает ее вследствие перемещения:

1) поступательного сверху вниз под действием нагрузки на долото, создаваемой массой нижней части колонны бурильных труб (эта нагрузка называется осевой нагрузкой);

2) вращательного, осуществляемого гидравлическим забойным двигателем, электробуром или ротором посредством бурильных труб.

Горная порода разрушается долотом посредством резания, скалывания

или дробления (рис. 2.1). При резании осевая нагрузка действует непрерывно и ее можно считать статической. В процессе скалывания и дробления приложенное усилие действует на забой прерывно, что вызывает дополнительные динамические нагрузки на забой (удары). Резание может осуществляться лопастными

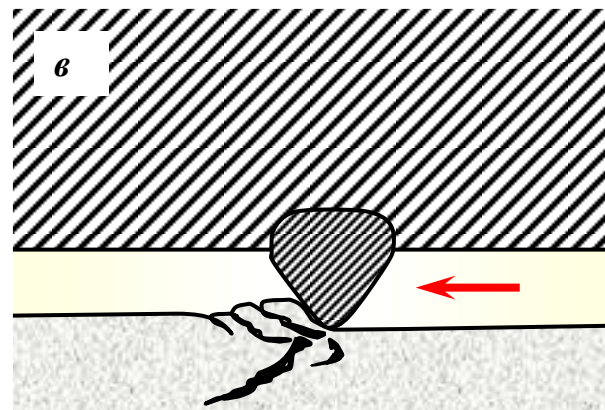
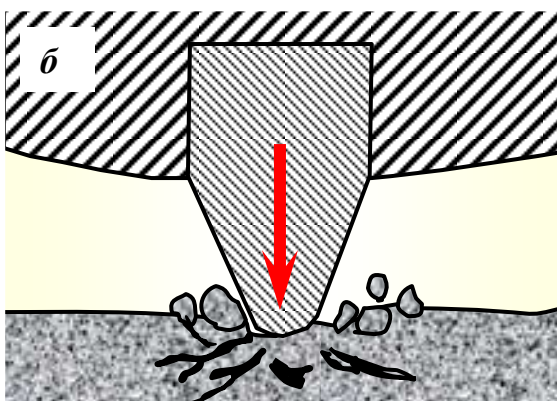
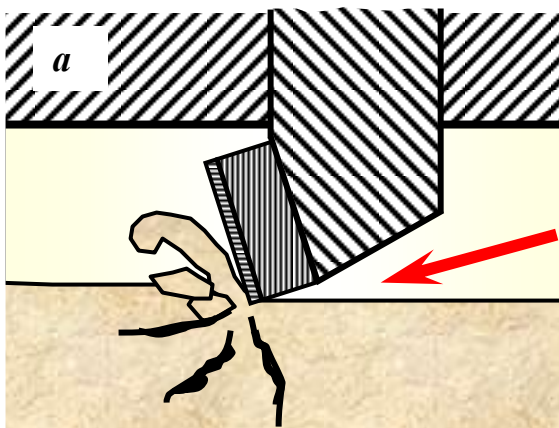


Рис. 2.1. Схемы разрушения горной породы на забое: а – резание, б – дробление, в – микрорезание (истирание)

долотами. Скалывание происходит при использовании лопастных или шарошечных долот. Дробление может осуществляться только шарошечными долотами. Алмазные долота разрушают породу путем истирания и резания.

Наибольшее распространение получили шарошечные долота, которые используют при бурении пород различной твердости (от мягких до самых крепких).

Рассмотрим процесс разрушения забоя скважины шарошечным долотом. Работа долот протекает в растворе или газе (в том случае, если в качестве бурового раствора применяется воздух или природный газ), содержащих обломки выбуренной породы. Шарошки долот вращаются вокруг своей оси и вокруг оси вращения бурильных труб (при роторном бурении) или вала гидравлического забойного двигателя (электробура). Вращаясь вокруг своих осей, шарошки попеременно упираются в забой то одним, то двумя зубьями (рис. 2.2). Иначе говоря, шарошка при своем вращении то поднимается, то опускается, производя при этом частые удары по забюю.

Благодаря такому характеру перемещения зубья шарошки оказывают на породу не только статическое, но и динамическое воздействие. В зависимости от формы шарошек и положения их осей относительно оси долота происходит или чистое дробление, или дробление со скалыванием.

Интенсивность проскальзывания зубьев для данного шарошечного долота

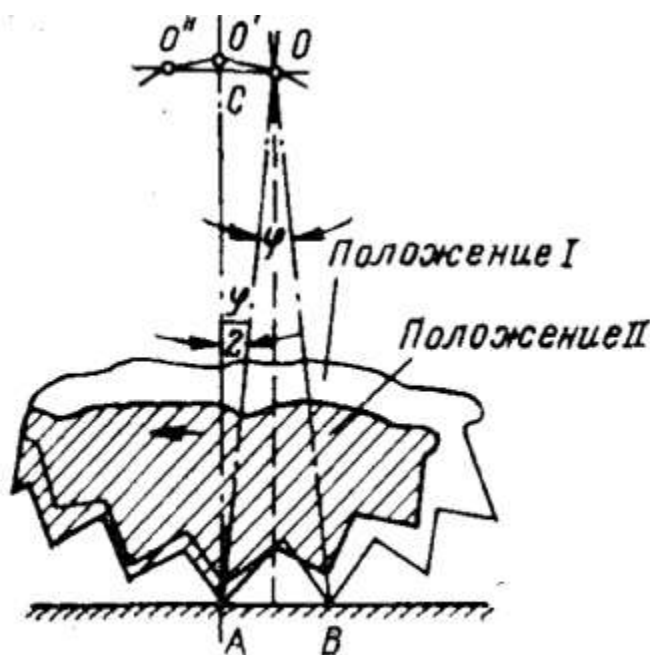


Рис. 2.2. Положение шарошек на забое

оценивают коэффициентом скольжения, который равен отношению суммы площадей, описываемых за один оборот долота кромками зубьев, скользящих по породе, к площади забоя скважины.

В том случае, когда образующие конуса шарошки будут лежать на мгновенной оси вращения и, следовательно, пересекаться на оси долота, коэффициент скольжения равен нулю.

Буровой раствор, подаваемый на забой скважины через отверстия в долоте, должен обеспечить очистку шарошек долота, вынос разбуренной породы, охлаждение долота и

очистку забоя, исключаящую вторичное дробление породы долотом.

Увеличение гидравлической мощности, превращаемой в промывочных отверстиях долота в кинематическую энергию струи жидкости, ведет к увеличению проходки на долото и механической скорости бурения.

Гидростатическое давление столба бурового раствора уменьшает механическую скорость бурения, так как оно стремится удерживать частицы породы на первоначальном месте и тем самым помогает породе сопротивляться разрушению.

## Тема 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

### 3.1. Породоразрушающий инструмент

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

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

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

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

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

**По назначению ПРИ подразделяется:**

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

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

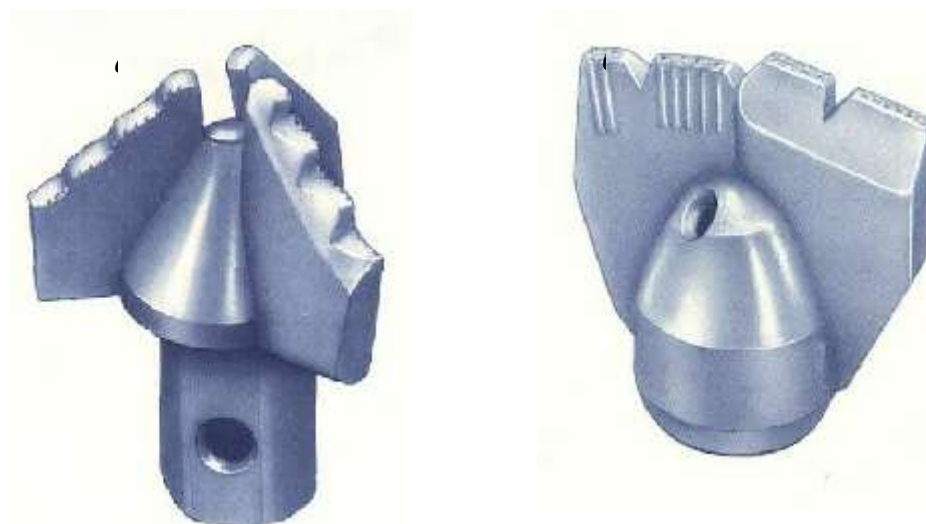
**3) Для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т.д.)**

**По конструктивному исполнению ПРИ делится на три группы:**

**1) Лопастной (рис. 3.1.);**

**2) Шарошечный (рис. 3.2.);**

**3) Секторный (рис. 3.3.).**



*Рис. 3.1. Лопастные долота: а – 3ДРШ-165М, б – 3ДР-132М*



*Рис. 3.2. Шарошечные долота*



*Рис. 3.3. Секторные долота*



По материалу породоразрушающих элементов ПРИ делится на четыре группы:

- 1) Со стальным вооружением;
- 2) С твердосплавным вооружением;
- 3) С алмазным вооружением;
- 4) С алмазно-твердосплавным вооружением.

### 3.1.1. Буровые долота

Наибольшее распространение в практике бурения нефтяных и газовых скважин получили шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением. Конструкция трехшарошечного долота приведена на рис. 3.4.

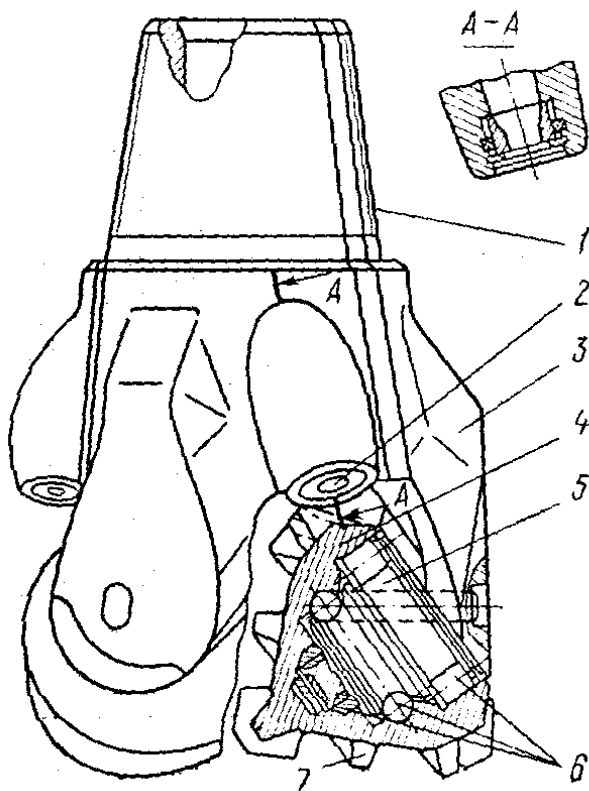


Рис. 3.4. Конструкция трехшарошечного долота

Три лапы 3 сваривают между собой. На верхнем конце конструкции нарезана замковая присоединительная резьба. Каждая лапа в нижней части завершается цапфой 5, на которой проточены беговые дорожки под шарики и ролики. На цапфе через систему подшипников 6 устанавливается шарошка 4 с беговыми дорожками. Тело шарошки оснащено фрезерованными стальными зубьями 7, размещенными по венцам. На торце со стороны присоединительной резьбы выбиваются шифр долота, его порядковый номер, год изготовления.

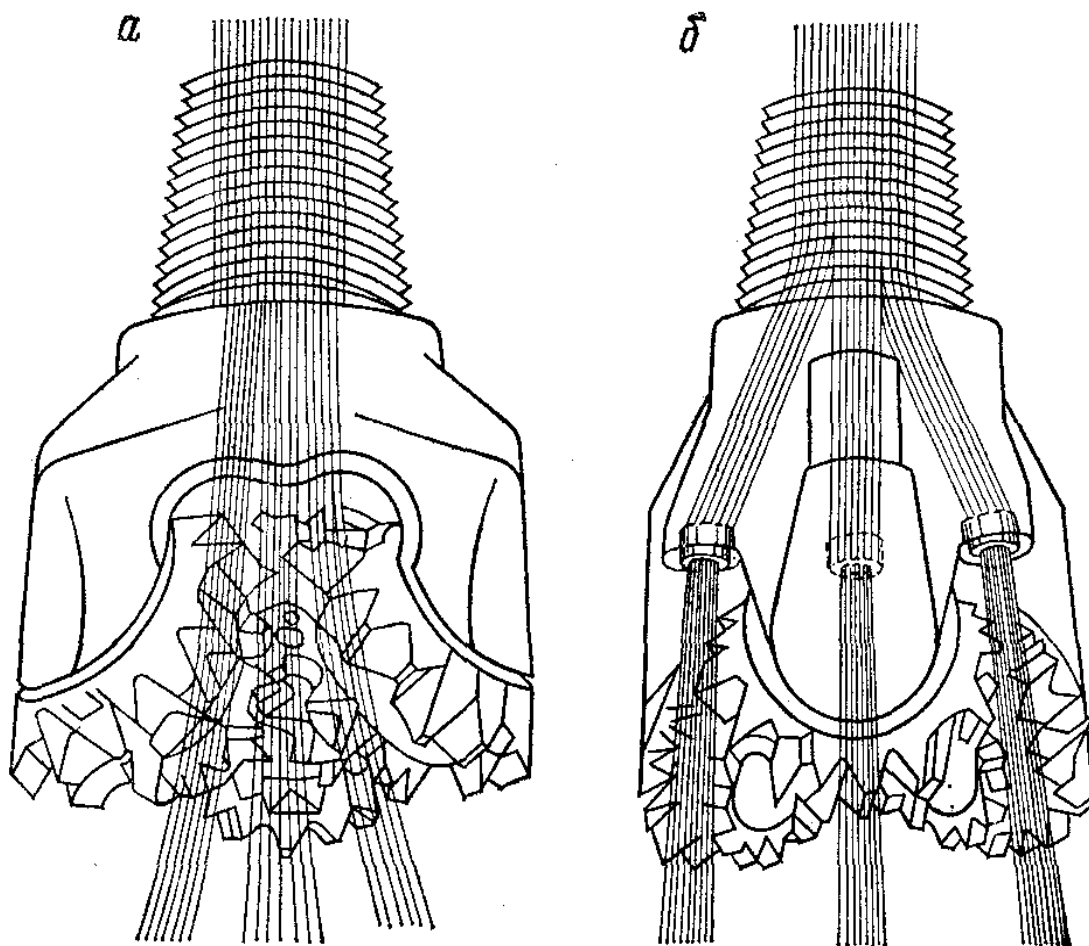
Шарошечные долота изготавливают как с центральной, так и с боковой системой

промывки (рис. 3.5.). На лапах долота с боковой гидромониторной системой промывки выполнены специальные утолщения – приливы 2 с промывочными каналами и гнездами для установки гидромониторных насадок (сечение А-А).

При центральной промывке забоя лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек, шлам беспрепятственно выносятся в наддолотную зону. Однако при высокой скорости углубки забоя трудно подвести к долоту необходимую гидравлическую мощность, требуемую для качественной очистки забоя (перепад давления на долотах с центральной промывкой не превышает 0,5-1,5 МПа). Боковая гидромониторная промывка

обеспечивает лучшую очистку наиболее зашламованной периферийной части забоя, позволяет подвести к долоту большую гидравлическую мощность (перепад давления на долотах с гидромониторной промывкой достигает 5-15 МПа). Однако мощные струи бурового раствора, выходящие из гидромониторных насадок экранируют транспортирование шлама через проемы между секциями долота, поэтому часть шлама циркулирует некоторое время в зоне действия шарошек и переизмельчается, а часть – транспортируется в зазорах между стенкой скважины и спинками лап. Поэтому зачастую переходят на ассиметричную систему промывки, заглушая одну или две гидромониторные насадки для повышения пропускной способности основных транспортных каналов долота.

Беговые дорожки цапфы и шарошки и тела качения без сепараторов



*Рис. 3.5. Схема шарошечных долот с центральной (а) и боковой (гидромониторной) (б) промывкой*

составляют опору шарошки. Помимо подшипников качения опора может включать подшипники скольжения (антифрикционные втулки) и торцевую пятую (антифрикционный диск). Полость опоры заполняется консистентной смазкой.

Опоры шарошек – наиболее ответственные узлы шарошечного долота, стойкость которых чаще всего определяет долговечность долота в целом. Опоры воспринимают радиальные и осевые нагрузки (по отношению к цапфе).

Опоры шарошек в зависимости от типоразмера долот конструируются из различных сочетаний шариковых и роликовых подшипников качения и подшипников скольжения.

Шариковые подшипники легче разместить в ограниченных размерах шарошки, они слабо реагируют на возможные перекосы осей шарошек и цапф. Однако из-за проскальзывания шариков по боковым дорожкам эти подшипники быстро нагреваются и требуют интенсивного охлаждения.

Роликовые подшипники могут воспринимать большую, чем шариковые подшипники нагрузку, но труднее вписываются в ограниченные размеры шарошек. Они весьма чувствительны к перекосам осей шарошек и цапф и при износе роликов нередко шарошки заклиниваются на цапфах.

Подшипники скольжения способны воспринимать наибольшие нагрузки. Однако эффективны они только при невысоких частотах вращения долота, когда трущиеся поверхности шарошек и цапф и соседних подшипников качения сильно не нагреваются.

В каждой системе опор обязательно имеется один шариковый подшипник, называемый замковым радиально-упорным подшипником двухстороннего действия. Он удерживает шарошку на цапфе и воспринимает усилия, направленные вдоль и перпендикулярно к оси цапфы. Устанавливается этот подшипник в последнюю очередь, через цилиндрический канал в цапфе, затем в этот канал вставляется стержень (палец) и его наружная часть приваривается к телу цапфы.

Подшипники шарошек в процессе бурения смазываются и охлаждаются буровым раствором, проникающим к ним по зазору между основанием шарошки и упорной поверхностью в цапфе. Поэтому в буровой раствор добавляются специальные реагенты, улучшающие его смазочные свойства.

При бурении с продувкой скважины воздухом условия работы опор шарошек значительно ухудшаются вследствие недостаточного теплоотвода от трущихся деталей подшипников. Поэтому в долотах, предназначенных для бурения с продувкой воздухом, часть воздуха по специальным каналам в лапах и цапфах направляется непосредственно в опоры шарошек.

В последние годы все большее применение находят долота с герметизированной маслonaполненной опорой (рис. 3.6.), у которых специальная смазка поступает к подшипникам из эластичного баллона имеющемуся в лапе и цапфе каналу. Проникновению бурового раствора в полость такой опоры и утечке смазки препятствует жесткая уплотнительная манжета. Долговечность таких долот при ограниченной частоте оборотов на порядок и более превосходит долговечность долот с открытой опорой.



**Рис. 3.6. Схема долота с герметизированной маслonaполненной опорой**

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

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

Типы и область применения шарошечных долот приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Типы трехшарошечных долот и их назначение

Тип долота	Рекомендуемые области применения долот
М	Самые мягкие, нецементированные, пластичные (наносы, мягкие и вязкие глины, сланцы, мягкие известняки)
МЗ	Мягкие, слабощементированные, абразивные (песчаники, мергели)
МС	Мягкие, неабразивные, с пропластками пород средней твердости (мел с пропластками слабощементированных песчаников, каменная соль с пропластками ангидритов, глинистые сланцы)
МСЗ	Мягкие, слабощементированные, абразивные, с пропластками пород средней твердости (песчаноглинистые сланцы, плотные глины с пропластками песчаников)
С	Пластичные и хрупкопластичные неабразивные, средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки средней твердости)

СЗ	Абразивные, средней твердости (песчаники, песчанистые сланцы)
СТ	Хрупкопластичные, средней твердости, с пропластками твердых пород (песчаники с пропластками гипса, известняки с пропластками гипса, ангидриты)
Т	Твердые, неабразивные (твердые известняки, доломиты, доломитизированные известняки)
ТЗ	Твердые, абразивные (окварцованные известняки и доломиты)
ТК	Твердые, с пропластками крепких (твердые известняки с пропластками мелкокристаллических известняков и доломитов)
ТКЗ	Абразивные, твердые, с пропластками крепких (окремненные аргиллиты, твердые известняки и доломиты, мелкозернистые сильноцементированные песчаники)
К	Крепкие, абразивные (окремненные мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты)
ОК	Очень крепкие, абразивные (граниты, кварциты, диабазы)

По материалу вооружения шарошечные долота делятся на два класса:

1 класс – долота с фрезерованным стальным вооружением для бурения малоабразивных пород (М, МС, С, СТ, Т, ТК);

2 класс – долота со вставным твердосплавным вооружением для бурения абразивных пород (МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К, ОК)

В настоящее время долота типа СТ и ТК не выпускаются.

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

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

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

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

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

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

Условное обозначение (шифр) долота:

Ш – 215,9 С-ГНУ 2354,

где Ш – трехшарошечное ;

215,9 – номинальный диаметр долота, мм;  
С – тип долота (для бурения пород средней твердости);  
Г – боковая гидромониторная промывка;  
Н – опора для низкооборотного бурения на одном подшипнике скольжения;  
У – опора маслonaполненная с уплотнительной манжетой;  
2354 – заводской номер долота.  
В маркировке трехшарошечных долот и долот с центральной промывкой цифра III и буква Ц не указывается.

### 3.1.2. Лопастные долота

При бурении нефтяных и газовых скважин чаще всего применяют трехлопастные (ЗЛ и ЗИР) и шестилопастные (БИР) долота. Лопастное долото ЗЛ состоит из корпуса, верхняя часть которого имеет ниппель с замковой резьбой для присоединения к бурильной колонне, и трех приваренных к корпусу долота лопастей, расположенных по отношению друг к другу под углом 120 градусов. Для подвода бурового раствора к забою долото снабжено промывочными отверстиями, расположенными между лопастями.

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

Долота ЗЛ предназначены для бурения в неабразивных мягких пластичных породах (тип М) и для бурения в неабразивных мягких породах с пропластками неабразивных пород средней твердости (тип МС).

Для увеличения износостойкости долот их лопасти укрепляют (армируют) твердым сплавом. У долот типа М в прорезанные по определенной схеме пазы на лопастях наплавляют зернистый твердый сплав релит и лопасть покрывают чугуном, а у долот типа МС в пазы укладывают и припаивают твердосплавные пластинки и покрывают лопасти релитом.

Долота ЗЛ выпускают как с гидромониторными насадками, так и без. В последнем случае выходные кромки промывочных каналов армируют релитом.

Согласно ОСТ 26-02-1282 «Долота лопастные» предусмотрен выпуск долот ЗЛ диаметром от 120,6 до 489,9 мм.

Долота ЗИР в сравнении с ЗЛ имеют следующие отличительные особенности. Три лопасти выполнены притупленными, а не заостренными и приварены к корпусу так, что они сходятся на оси долота, а не наклонены к ней. Лопасти долота армируются также как и у ЗЛ типа МС, но с дополнительным усилением кромок лопастей, контактирующих с забоем и стенкой скважины, твердосплавными зубками (штырями).

Такая особенность вооружения позволяет долоту ЗИР разрушать породу резанием и истиранием (микрорезанием) абразивных мягких пород с пропластками пород средней твердости (тип МСЗ).

Отраслевым стандартом ОСТ 26-02-1282 предусмотрено изготовление долот ЗИР диаметром от 190,5 до 269,9 мм.

Долота БИР имеют три основные лопасти, предназначенные для разрушения породы на забое, и три дополнительные укороченные лопасти, калибрующие стенку скважины. Основные лопасти притуплены и сходятся на оси долота. Дополнительные лопасти также притуплены и расположены между основными лопастями. Эти долота относятся к типу С.

По ОСТ 26-02-1282 предусмотрено изготовление долот БИР диаметром от 139,7 до 269,9 мм.

Лопастные долота имеют ряд существенных недостатков:

- интенсивный износ лопастей в связи с непрерывным контактом режущих и калибрующих ствол скважины кромок лопастей долота с забоем и стенками скважины;
- сужение ствола скважины в процессе бурения из-за относительно быстрой потери диаметра долота;
- относительно высокий крутящий момент на вращение долота;
- неудовлетворительная центрируемость на забое, приводящая к интенсивному произвольному искривлению.

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

### **3.1.3. Алмазные долота**

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

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

Алмазнесущую матрицу изготавливают методом прессования и спекания смеси специально подобранных порошкообразных твердых сплавов. Перед прессованием в пресс-форме по заданной схеме размещают кристаллики природных или синтетических алмазов. При однослойном размещении алмазов применяют алмазы в 0,05-0,4 карата (карат – единица измерения массы алмазов, 1 карат равен примерно 4,5 мм). Для бурения в твердых породах изготавливают долота с объемным размещением мелких (менее 0,02 карата) кристаллов алмаза в матрице (импрегнированные алмазные долота). После изготовления долота вылет алмазов над рабочей поверхностью матрицы составляет 0,1-0,25 их диаметра.

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

Отраслевым стандартом ОСТ 39.026 предусмотрено выпускать алмазные долота диаметрами от 91,4 до 292,9 мм.

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

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

#### **3.1.4. Долота ИСМ**

Особая разновидность долот разработана Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) – долота типа ИСМ. Долота ИСМ предназначены для разрушения резанием и истиранием (микрорезанием) неабразивных пород мягких (М), перемежающихся по твердости (МС) и средней твердости (С).

Эти долота имеют вооружение из сверхтвердого композиционного материала «Славутич», в состав которого входят мелкокристаллические алмазы и дробленый карбид вольфрама. Для оснащения долот применяют цилиндрические вставки (штыри) диаметром 8-12 мм с плоскими или полусферическими рабочими торцами. Штыри в корпусе долота припаивают в гнездах.

Существует две разновидности долот ИСМ по конструкции: лопастная и секторная. Лопастная разновидность аналогична по конструкции долоту БИР.

Секторная разновидность долота состоит из стального корпуса, торцевая профильная поверхность которого, разделена на секторы радиальными промывочными каналами. Штырями из «Славутича» вооружена торцевая и калибрующая поверхности долота. Вылет штырей над поверхностью секторов составляет 3-5 мм. На калибрующей поверхности штыри утоплены.

При бурении в мягких породах штыри работают как резцы, осуществляя резание и скалывание. В перемежающихся по твердости и породах средней твердости работают зерна алмазов, разрушая породу микрорезанием.



Присоединяют долото к бурильной колонне при помощи замковой резьбы.

Отраслевым стандартом ОСТ 39026 предусмотрено выпускать долота ИСМ диаметрами от 91,4 до 391,3 мм.

Преимуществами долот ИСМ являются их значительная проходка на долото, достигающая (при соблюдении условий эксплуатации) нескольких сотен метров и относительно высокая рейсовая скорость.

К недостаткам следует отнести узкую область применения (только в неабразивных порода М, МС и С) и высокий момент на вращение долота, ограничивающий применение забойных двигателей.

### **3.1.5. Долота специального назначения**

Из долот этой группы наиболее распространены пикообразные долота – пикобуры. Эти долота имеют заостренную под углом под углом 90 градусов лопасть, по форме напоминающую пику. Вооружение твердосплавные пластины и штыри.

По назначению выпускают пикобуры двух типов:

- ПР для проработки (расширения) ствола пробуренной скважины;
- ПЦ для разбуривания цементного стакана, моста и металлических деталей в обсадной колонне после ее цементирования.

Во избежание повреждения обсадной колонны боковые грани лопасти у долот ПЦ не армируются твердым сплавом.

### **3.1.6. Инструмент для отбора керна**

Для отбора керна используется специальный породоразрушающий инструмент – бурильные головки (ГОСТ 21210) и керноприемные устройства (ГОСТ 21949).

Бурголовка (*рис. 3.7.*), разрушая породу по периферии забоя, оставляет в центре скважины колонку породы (кern), поступающую при углублении скважины в керноприемное устройство, состоящее из корпуса и керноприемной трубы (керноприемника).

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

Керноприемник предназначен для приема керна, сохранения его во время бурения от механических повреждений и гидроэрозионного воздействия бурового раствора и сохранения при подъеме на поверхность. Для выполнения этих функций в нижней части керноприемника устанавливают кернорватели и кернодержатели, а вверху клапан, пропускающий через себя вытесняемый из керноприемника буровой раствор при заполнении его керном.

По способу установки керноприемника в корпусе ГОСТ 21949 «Устройства керноприемные» предусматривает изготовление керноприемных устройств как с несъемными, так и со съёмными керноприемниками.

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

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

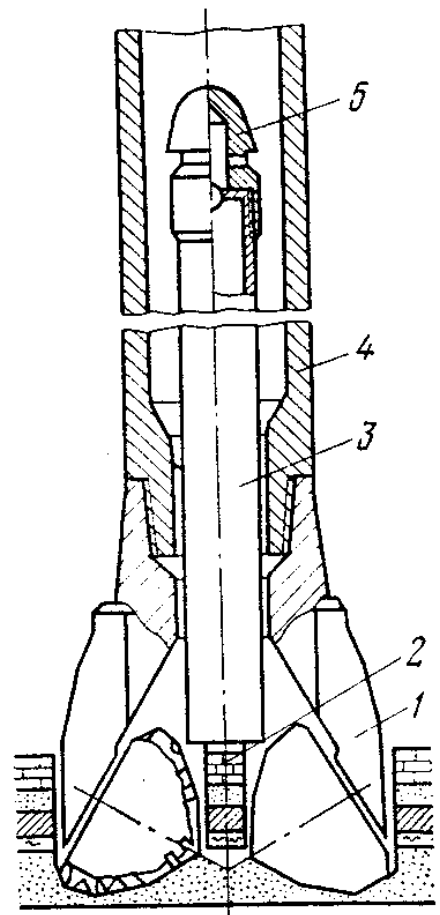


Рис. 3.7. Схема устройства бурголовки с керноприемником

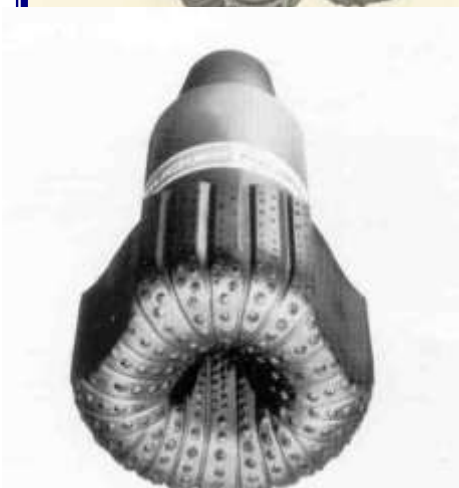


Рис. 3.9. Алмазная бурголовка

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

Для керноприемных устройств изготавливают шарошечные (рис. 3.8.), алмазные (рис. 3.9.), лопастные и ИСМ бурголовки, предназначенные для бурения в породах различной твердости и абразивности.

ГОСТ 21210 предусмотрено выпускать шарошечные и лопастные бурильные головки диаметрами от 76,0 до 349,2 мм.

Пример условного обозначения бурголовки для керноприемных устройств без съёмного керноприемника (К) с наружным диаметром  $D_n = 212,7$ , внутренним диаметром  $D_v = 80$  мм для бурения мягких пород:

Пример условного обозначения бурголовки для керноприемных устройств со съемным керноприемником (КС) с наружным диаметром  $D_n = 187,3$ , внутренним диаметром  $D_v = 40$  мм для бурения абразивных пород средней твердости:

КС 187,3 / 40 СЗ ГОСТ 21210.

### 3.2. Бурильная колонна

Бурильная колонна (далее БК) соединяет долото (или забойный двигатель и долото) с наземным оборудованием (вертлюгом).

БК предназначена для следующих целей:

- передачи вращения от ротора к долоту;
- восприятия реактивного момента забойного двигателя;
- подвода бурового раствора к ПРИ и забою скважины;
- создания нагрузки на долото;
- подъема и спуска долота;
- проведения вспомогательных работ (проработка, расширение и промывка скважины, испытание пластов, ловильные работы и т.д.).

БК состоит (рис. 3.10) из свинченных друг с другом ведущей трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 12 и 13. Верхняя часть БК, представленная ведущей трубой 4, присоединяется к вертлюгу 1 с помощью верхнего переводника ведущей трубы 3 и переводника вертлюга 2. Ведущая труба присоединяется к первой бурильной трубе 8 с помощью нижнего переводника ведущей трубы 5, предохранительного переводника 6 и муфты бурильного замка 7. Бурильные трубы 8 свинчиваются друг с другом бурильными замками, состоящими из муфты 7 бурильного замка и его ниппеля 9 или соединительными муфтами 10. УБТ 12 и 13 свинчиваются друг с другом непосредственно. Верхняя УБТ

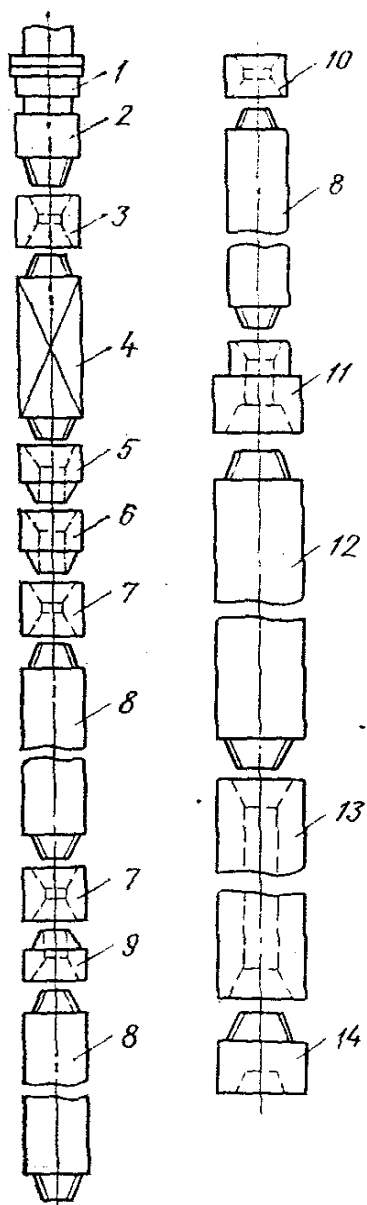


Рис.3.10. Состав бурильной колонны

присоединяется к бурильной трубе с помощью переводника 11, а нижняя привинчивается через переводник 14 к долоту (при роторном бурении) или к забойному двигателю с долотом.

Кроме названных выше элементов в компоновку БК могут включаться калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, промежуточные опоры для УБТ, обратные клапаны, фильтры, шламометаллоуловители, амортизаторы, протекторные кольца, средства наклонно-направленного бурения, керноприемные устройства и другое специальное оборудование.

### 3.2.1. Ведущие бурильные трубы

Для передачи вращения БК от ротора или реактивного момента от забойного двигателя к ротору при одновременном осевом перемещении БК и передаче бурового раствора от вертлюга в БК служат ведущие бурильные трубы (ВБТ, рис. 3.11.).

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют ВБТ сборной конструкции, состоящие из квадратной толстостенной штанги 2 с просверленным каналом, верхнего штангового переводника (ПШВ) 1 с левосторонней резьбой и нижнего штангового переводника (ПШН) 3 с правосторонней резьбой.

Для защиты от износа замковой резьбы ПШН, подвергающейся многократным свинчиваниям и развинчиваниям при наращивании БК и спуско-подъемных работах, на ПШН дополнительно навинчивают предохранительный переводник.

По ТУ 14-3-126 предусматривается выпуск ВБТ с размерами сторон квадратной штанги 112x112, 140x140, 155x155. Размер присоединительной резьбы, соответственно, 3-117 (3-121; 3-133); 3-140 (3-147); 3-152 (3-171).

Квадратные штанги для ВБТ изготавливают длиной до 16,5 м из стали группы прочности Д и К (предел текучести 373 и 490 МПа), а переводники ПШН и ПШВ – из стали марки 40ХН (с пределом текучести 735 МПа).

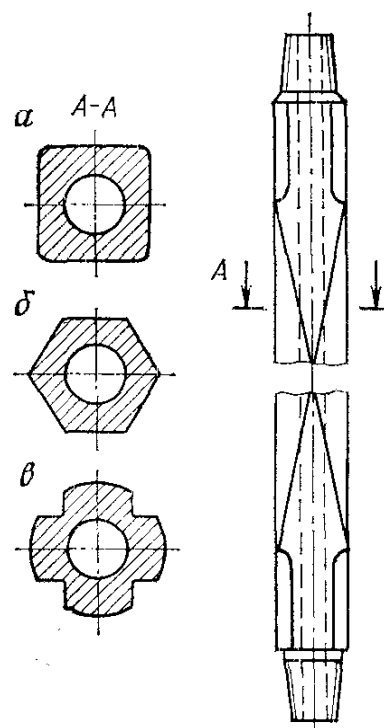


Рис. 3.11. Ведущие бурильные трубы

### 3.2.2. Стальные бурильные трубы

В настоящее время в нефтегазовой промышленности широко используются стальные бурильные трубы с приваренными замками (ТБП, рис. 3.12.)

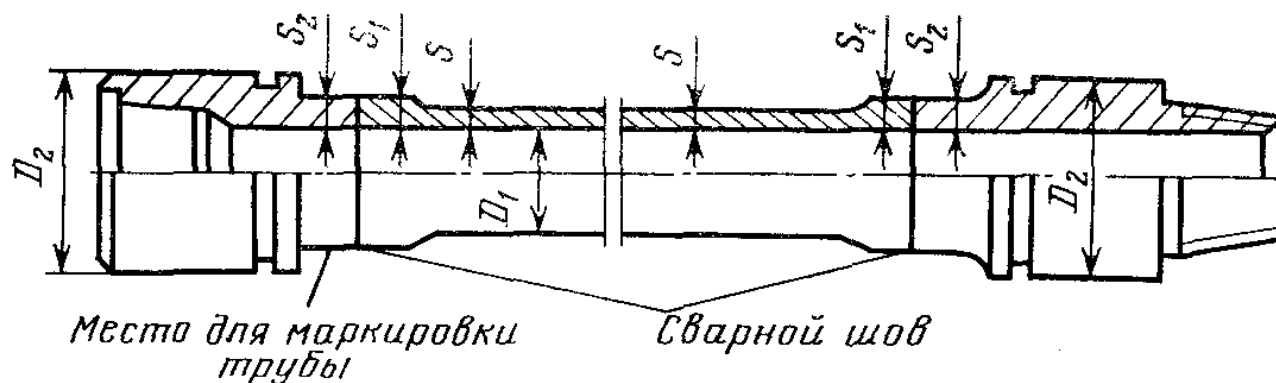


Рис. 3.12. Схема стальной бурильной трубы с приваренными замками

Бурильная труба состоит из трубной заготовки и соединительных концов (замковой муфты и замкового ниппеля). Последние соединяются с трубной заготовкой либо посредством трубной резьбы (профиль по ГОСТ 631) и представляют собой бурильную трубу сборной конструкции, либо посредством сварки. Для свинчивания в свечи на соединительных концах нарезается замковая резьба по ГОСТ 5286 (на ниппеле наружная, на муфте внутренняя). Для увеличения прочности соединений концы трубных заготовок «высаживают», т.е. увеличивают толщину стенки.

Стальные бурильные трубы с приваренными замками предназначены преимущественно для роторного способа бурения, но также используются и при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

ТБП выпускают в соответствии с ГОСТ Р 50278 трех разновидностей:

- ПВ – с внутренней высадкой;
- ПК – с комбинированной высадкой;
- ПН - с наружной высадкой.

Изготавливают трубные заготовки из стали групп прочности Д, Е, Л, М, Р с пределом текучести, соответственно: 373, 530, 637, 735, 882 МПа длиной 12 м. Соединительные концы – бурильные замки изготавливают по ГОСТ 27834-95 из стали 40 ХН (предел текучести 735 МПа) для труб из стали групп прочности Д, Е. Для труб из стали групп прочности Л, М, Р замки изготавливаются из стали 40ХМФА (предел текучести 980 МПа).

Основные параметры ТБП, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- условные диаметры труб 114, 127, 140 мм («условный» – означает округленный до целого значения);
- -условная толщина стенки 9, 11, 13 мм

- - типоразмеры замков ЗП-159, ЗП-162, ЗП-178 (где 159, 162, 178 – наружный диаметр бурильного замка), соответственно для труб с условным диаметром 114, 127, 140;

- -присоединительная резьба, соответственно, З-122; З-133; З-147;

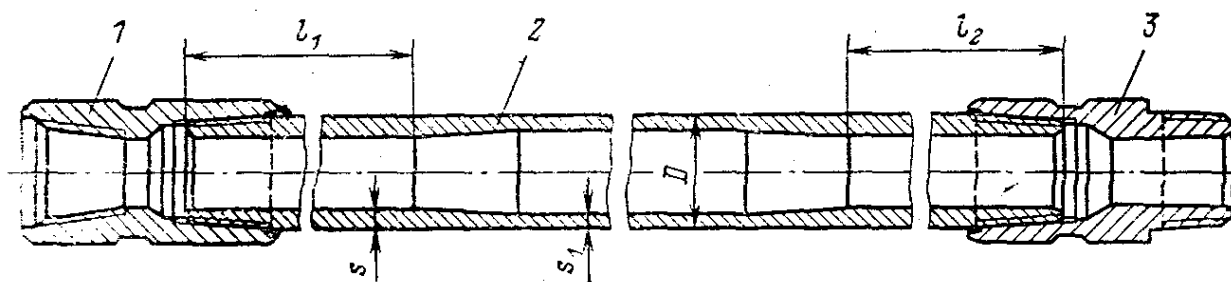
- -средневзвешенная масса одного погонного метра таких труб приблизительно равна 32 кг.

Условное обозначение трубы бурильной с комбинированной высадкой и приваренными замками условным диаметром 127 мм и условной толщиной стенки 9 мм из стали группы прочности Д:

### ПК-127Х9 Д ГОСТ Р 50278

#### 3.2.3. Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные бурильные трубы сборной конструкции (ЛБТ, *рис. 3. 13.*) по ГОСТ 23786 применяют при бурении с использованием забойных гидравлических двигателей. Низкая плотность материала –  $2,78 \text{ г/см}^3$ . (у стали  $7,85 \text{ г/см}^3$ ) позволяет значительно облегчить бурильную колонну без потери необходимой прочности. Для изготовления трубных заготовок ЛБТ используется дюраль Д16 (сплав из системы «Алюминий-Медь-Магний»), для повышения износостойкости упрочняемая термообработкой и получившая шифр Д16Т. Предел текучести Д16Т составляет 330 Мпа. Бурильные замки для ЛБТ изготавливают согласно ТУ 39-0147016-46 из стали марки 40ХН



*Рис. 3.13. Легкосплавные бурильные трубы сборной конструкции*

(предел текучести 735 МПа) облегченной конструкции - ЗЛ

Основные параметры ЛБТ, наиболее распространенные в Западной Сибири:

условные диаметры труб 114, 129, 147 мм;

условная толщина стенки 9, 11, 13, 15, 17 мм;

типоразмеры замков ЗЛ-140, ЗЛ-152, ЗЛ-172, (где 140, 152, 172, – наружный диаметр бурильного замка), соответственно для труб с условным диаметром 114, 129, 147;

присоединительная резьба, соответственно, З-121; З-133; З-147;

средневзвешенная масса одного погонного метра таких труб приблизительно равна 16 кг.

Условное обозначение трубы бурильной из сплава Д16Т условным диаметром 147 мм и условной толщиной стенки 11 мм:

### Д16Т-147Х11 ГОСТ 23786

Кроме пониженной массы у ЛБТ есть еще ряд достоинств. Во-первых, наличие гладкой внутренней поверхности, что снижает гидравлические сопротивления примерно на 20% по сравнению со стальными бурильными трубами одинакового сечения. Чистота внутренней поверхности ЛБТ достигается прессованием при изготовлении. Во-вторых, диамагнитность, что позволяет зенитный угол и азимут скважины замерять инклинометрами, спускаемыми в бурильную колонну.

Однако ЛБТ имеют и ряд недостатков: нельзя эксплуатировать БК при температурах выше 150 градусов Цельсия, так как прочностные свойства Д16Т начинают снижаться. Недопустимо их эксплуатировать также в агрессивной (кислотной или щелочной среде).

#### 3.2.4. Утяжеленные бурильные трубы

Для увеличения веса и жесткости БК в ее нижней части устанавливают УБТ, позволяющие при относительно небольшой длине создавать частью их веса необходимую нагрузку на долото.

В настоящее время наиболее широко используются следующие типы УБТ:

- - горячекатаные (УБТ), изготавливаемые по ТУ 14-3-385;
- - сбалансированные (УБТС), изготавливаемые по ТУ 51-744.

УБТ этих типов имеют аналогичную беззамковую (отсутствуют отдельные присоединительные концы) толстостенную конструкцию и поставляются в комплекте. Комплект УБТ имеет одну наддолотную трубу с двумя муфтовыми концами, а остальные – промежуточные (верхний конец муфтовая резьба, нижний – ниппельная). Горячекатаные УБТ выполняются гладкими по всей длине. На верхнем конце УБТС выполняется конусная проточка для лучшего захвата клиньями при спуско-подъемных работах.

Горячекатаные УБТ используются преимущественно при бурении с забойными гидравлическими двигателями. Их изготавливают из сталей группы прочности Д и К (предел текучести 373 и 490 МПа) методом прокатки, что обуславливает их недостаточную прочность, особенно в резьбовых соединениях. Кроме того, они имеют значительные допуски на кривизну, разностенность и овальность. При вращении УБТ это приводит к биению БК и значительным усталостным перегрузкам.

Основные параметры УБТ, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- -номинальные наружные диаметры труб 146, 178, 203 мм;
- -номинальный диаметр промывочного канала 74; 90, 100 мм;

- длина труб, соответственно 8,0; 12,0; 12,0 м;
- присоединительная резьба, соответственно 3-121; 3-147; 3-171;
- масса одного погонного метра таких труб равна, соответственно, 97,6; 145,4; 193 кг.

Условное обозначение УБТ наружным диаметром 178 мм и диаметром промывочного канала 90 мм из стали группы прочности Д:

### УБТ 178x90 Д ТУ 14-3-385

Сбалансированные УБТ (рис. 3.14.) используют преимущественно при роторном способе бурения. УБТС изготавливают из сталей марки 38ХНЗМФА (предел текучести 735 МПа) и 40ХН2МА (предел текучести 637 МПа). Канал у таких труб просверлен, что обеспечивает его прямолинейность, а наружная поверхность подвергнута механической обработке, что обеспечивает равную толщину стенки и круглое сечение. Обкатка резьбы роликами и ее фосфатирование, термическая обработка концевой (0,8-1,2 м) поверхности труб значительно повышают их прочностные показатели.

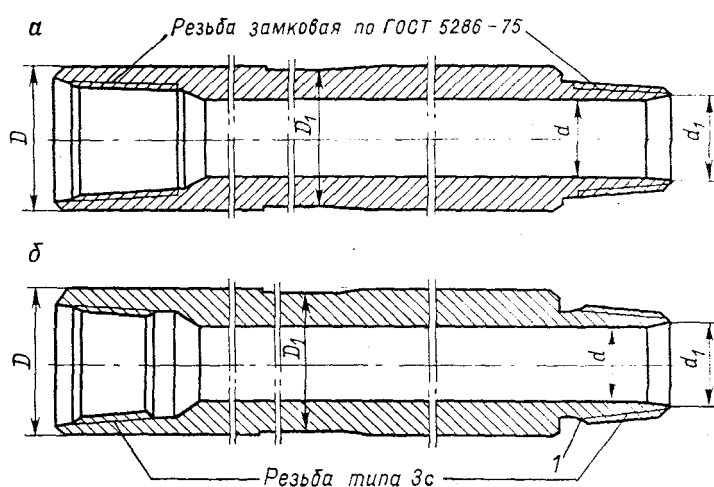


Рис. 3.14. Сбалансированные УБТ

Основные параметры УБТС, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- номинальные наружные диаметры труб 178, 203, 229 мм;
- номинальный диаметр промывочного канала 80; 80, 90 мм;
- длина труб 6,5 м;
- присоединительная резьба, соответственно, 3-147; 3-161; 3-171;
- масса одного погонного метра таких труб равна, соответственно, 156; 214,6; 273,4 кг.

Условное обозначение УБТС наружным диаметром 178 мм с присоединительной замковой резьбой 3-147:

### УБТС 2 178/ 3-147 ТУ 51-774

#### 3.2.5. Переводники

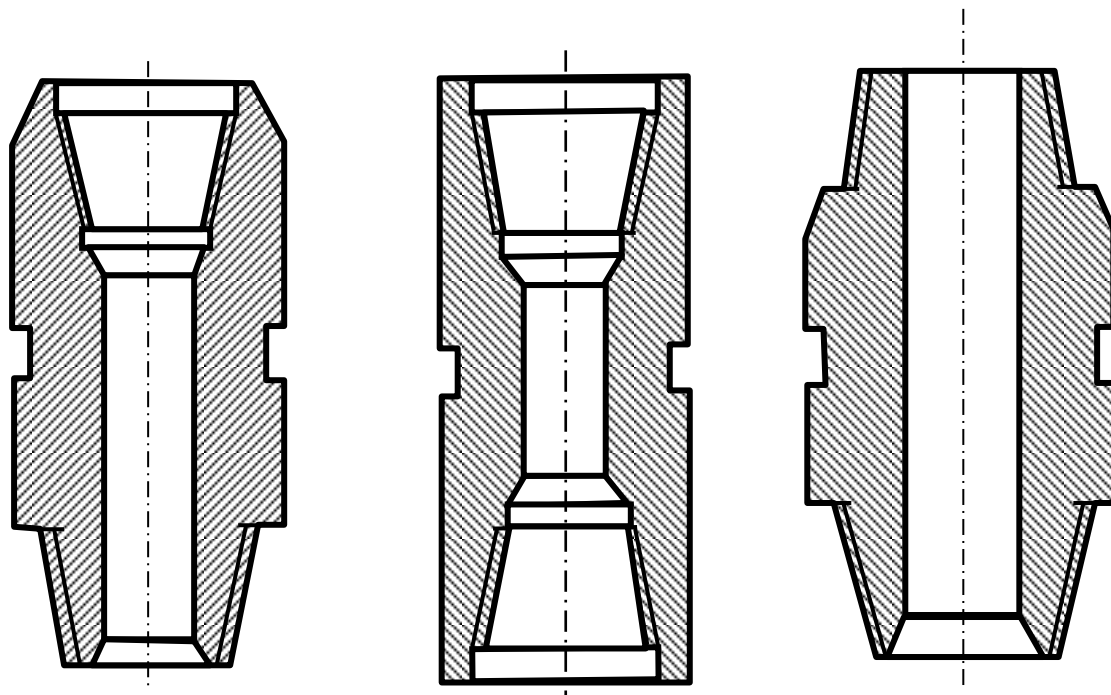
Переводники предназначены для соединения элементов БК с резьбами различных типов и размеров. Переводники согласно ГОСТ 7360 разделяются на три типа:



1) Переводники переходные (ПП, *рис. 3.15.а*), предназначенные для перехода от резьбы одного размера к резьбе другого. ПП имеющие замковую резьбу одного размера называются предохранительными.

2) Переводники муфтовые (ПМ, *рис. 3.15.б*) для соединения элементов БК, расположенных друг к другу ниппелями.

3) Переводники ниппельные (ПН, *рис. 3.15.в*) для соединения элементов БК, расположенных друг к другу муфтами.



**Рис. 3.15. Переводники: а – переходные, б – муфтовые, в –**

Переводники каждого типа изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Резьба должна соответствовать ГОСТ 5286-75 для бурильных замков.

ГОСТ 7360 предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения.

Пример условного обозначения переводника типа ПП с резьбами муфтовой 3-147, ниппельной 3-171:

П - 147/171 ГОСТ 7360

То же, но с левой резьбой:

П - 147/171 –Л ГОСТ 7360

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа).

### 3.2.6. Специальные элементы бурильной колонны

Калибраторы служат для выравнивания стенок скважины и устанавливаются непосредственно над долотом. Используются как лопастные калибраторы с прямыми (К), спиральными (КС) и наклонными лопастями (СТ), так и шарошечные. Диаметры калибратора и долота должны

быть равны. Материал вооружения – твердый сплав (К, КС), алмазы (СТ), «Славутич» (КС).

Центраторы предназначены для обеспечения совмещения оси БК с осью скважины в местах их установки.

Стабилизаторы, имеющие длину в несколько раз большую по сравнению с длиной центраторов, созданы для стабилизации зенитного угла скважины.

Фильтр служит для очистки бурового раствора от примесей, попавших в циркуляционную систему. Устанавливается фильтр между ведущей и бурильными трубами. Основным элементом фильтра – перфорированный патрубков, в котором задерживаются примеси и при очередном подъеме БК удаляются. Применение фильтра особенно необходимо при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

Обратный клапан устанавливают в верхней части бурильной колонны для предотвращения выброса пластового флюида через полость БК.

Кольца-протекторы устанавливают на БК для защиты от износа кондуктора, технической колонны, бурильных труб и их соединительных элементов в процессе бурения и спуско-подъемных операций.

### **3.3. Условия работы бурильной колонны**

Условия работы БК при роторном способе бурения и при бурении с забойными двигателями различны.

При роторном бурении БК, передающая вращение от ротора к долоту и нагрузку на долото, испытывает действие ряда сил. Верхняя часть БК под действием сил собственного веса и перепада давления в промысловых отверстиях долота находится в растянутом, а нижняя, воспринимающая реакцию забоя в сжатом состоянии. Следовательно, в БК имеется сечение, в котором отсутствуют осевые растягивающие и сжимающие силы. Выше этого сечения действуют напряжения растяжения, возрастающие к вертлюгу, а ниже него – напряжения сжатия, увеличивающиеся к долоту.

Передаваемый БК вращающий момент приводит к возникновению в ней напряжений кручения, а вращение колонны с определенной частотой порождает центробежные силы и, следовательно, изгибающие напряжения. Первые уменьшаются от вертлюга к долоту, а вторые имеют максимальное значение в нижней части БК. Одновременное действие на БК перечисленных выше сил осложняет условия ее работы при роторном способе бурения.

При бурении с забойными двигателями БК не вращается и испытывает в основном в растянутой и сжатой частях колонны соответственно напряжения растяжения и сжатия.

Изгибающие нагрузки, возникающие при потере сжатой частью прямолинейной формы невелики. Незначителен и реактивный момент забойного двигателя, и поэтому касательные напряжения, действующие на БК в направлении к вертлюгу, не достигают опасных значений.

Аварии при роторном бурении происходят, в основном, из-за поломок БК по причине усталостного износа резьб, сварочного шва, материала трубной части и присоединительных элементов. Аварии при бурении с забойными двигателями происходят, в основном, из-за прихватов, неподвижно лежащей на стенке скважины БК, и размыва резьбовых соединений и стенок труб.

### 3.4. Забойные двигатели

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют гидравлические и электрические забойные двигатели, преобразующие соответственно гидравлическую энергию бурового раствора и электрическую энергию в механическую на выходном валу двигателя. Гидравлические забойные двигатели выпускают гидродинамического и гидростатического типов. Первые из них называют турбобурами, а вторые – винтовыми забойными двигателями. Электрические забойные двигатели получили наименование электробуров.

#### 3.4.1. Турбобуры

Турбобур представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину, к валу которой непосредственно или через редуктор присоединяется долото.

Каждая ступень турбины состоит из диска статора и диска ротора (рис. 3.16).

В статоре, жестко соединенном с корпусом турбобура, поток бурового раствора меняет свое направление и поступает в ротор, где отдает часть своей гидравлической мощности на вращение лопаток ротора относительно оси турбины. При этом на лопатках статора создается реактивный вращающий момент, равный по величине и противоположный по направлению вращающему моменту ротора. Перетекая из ступени в ступень буровой раствор отдает часть своей гидравлической мощности каждой ступени. В результате вращающие моменты всех ступеней суммируются на валу

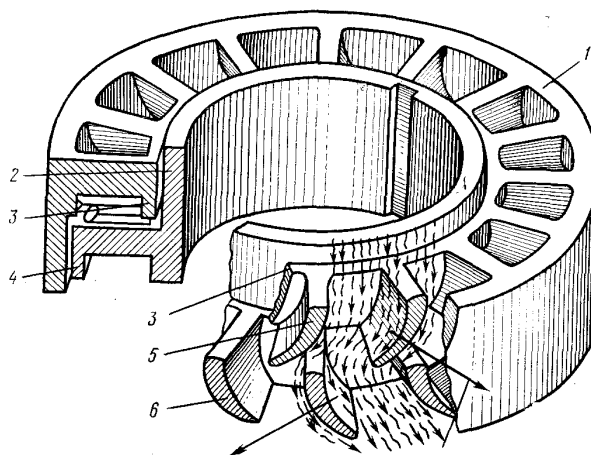


Рис. 3.16. Ступень турбобура

турбобура и передаются долоту. Создаваемый при этом в статорах реактивный момент воспринимается корпусом турбобура и БК.

Работа турбины характеризуется частотой вращения вала  $n$ , вращающим моментом на валу  $M$ , мощностью  $N$ , перепадом давления  $\Delta P$  и коэффициентом полезного действия  $\eta$ .

Как показали стендовые испытания турбины, зависимость момента от частоты вращения ротора почти прямолинейная. Следовательно, чем больше  $n$ , тем меньше  $M$ , и наоборот.

В этой связи различают два режима работы турбины:

1. тормозной, когда  $n = 0$ , а  $M$  достигает максимального значения,
2. холостой, когда  $n$  достигает максимального, а  $M = 0$ .

В первом случае необходимо к валу турбины приложить такую нагрузку, чтобы его вращение прекратилось, а во втором – совершенно снять нагрузку.

Максимальное значение мощности достигается при частоте вращения турбины  $n = n_0$ .

Режим, при котором мощность турбины достигает максимального значения называется **экстремальным**. Все технические характеристики турбобуров даются для значений экстремального режима. В этом режиме работа турбобура наиболее устойчива, так как небольшое изменение нагрузки на вал турбины не приводит к сильному изменению  $n$  и, следовательно, к возникновению вибраций, нарушающих работу турбобура.

Режим, при котором коэффициент полезного действия  $\eta$  турбины достигает максимального значения называется оптимальным. При работе на оптимальном режиме, т.е. при одной определенной частоте вращения ротора турбины для данного расхода бурового раствора  $Q$ , потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в турбине  $\Delta P$  минимальны.

При выборе профиля лопаток турбины стремятся найти такое конструктивное решение, чтобы при работе турбины кривые максимальных значений  $N$  и  $\eta$  располагались близко друг к другу. Линия давления  $\Delta P$  таких турбин располагается почти симметрично относительно вертикали, на которой лежит максимум мощности.

Таким образом, при постоянном расходе бурового раствора  $Q$  параметры характеристики турбины определяются частотой вращения ее ротора  $n$ , зависящей от нагрузки на вал турбины (на долото).

При изменении расхода бурового раствора  $Q$  параметры характеристики турбины изменяются совершенно по другому.

Пусть при расходе бурового раствора  $Q_1$  и соответствующей этому значению частоте вращения ротора турбины  $n_1$  при оптимальном режиме турбина создает мощность  $N_1$  и вращающий момент  $M_1$ , а перепад давления в турбине составляет  $\Delta P_1$ . Если расход бурового раствора увеличить до  $Q_2$ , параметры характеристики турбины изменятся следующим образом:

$$\begin{aligned}
n_1 / n_2 &= Q_1 / Q_2 ; \\
N_1 / N_2 &= (Q_1 / Q_2)^3 \\
M_1 / M_2 &= (Q_1 / Q_2)^2 \\
\Delta P_1 / \Delta P_2 &= (Q_1 / Q_2)^2
\end{aligned}$$

Видно, что эффективность турбины значительно зависит от расхода бурового раствора  $Q$ . Однако увеличение расхода  $Q$  ограничивается допустимым давлением в скважине.

Параметры характеристики турбины изменяются также пропорционально изменению плотности бурового раствора  $\rho$ .

$$N_1 / N_2 = M_1 / M_2 = P_1 / \Delta P_2 = \rho_1 / \rho_2$$

Частота вращения ротора турбины  $n$  от изменения плотности  $\rho$  не зависит.

Параметры характеристики турбины изменяются также пропорционально изменению числа ступеней.

ГОСТ 26673 предусматривает изготовление бесшпиндельных (ТБ) и шпиндельных (ТШ) турбобуров.

Турбобуры ТБ применяются при бурении вертикальных и наклонных скважин малой и средней глубины без гидромониторных долот. Применение гидромониторных долот невозможно по тем причинам, что через нижнюю радиальную опору (ниппель) даже при незначительном перепаде давления протекает 10 – 25% бурового раствора.

Значительное снижение потерь бурового раствора достигается в турбобурах, нижняя секция которых, названная шпинделем, укомплектована многорядной осевой опорой и радиальными опорами, а турбин не имеет.

Присоединяется секция шпиндель к одной (при бурении неглубоких скважин), двум или трём последовательно соединённым турбинным секциям.

Поток бурового раствора, пройдя турбинные секции, поступает в секцию – шпиндель, где основная его часть направляется во внутрь вала шпинделя и далее к долоту, а незначительная часть – к опорам шпинделя, смазывая трущиеся поверхности дисков пяты и подпятников, втулок средних опор и средних опор. Благодаря непроточной конструкции опор и наличие уплотнений вала, значительно уменьшены потери бурового раствора через зазор между валом шпинделя и ниппелем.

Для бурения наклонно – направленных скважин разработаны шпиндельные турбобуры – отклонители типа ТО.

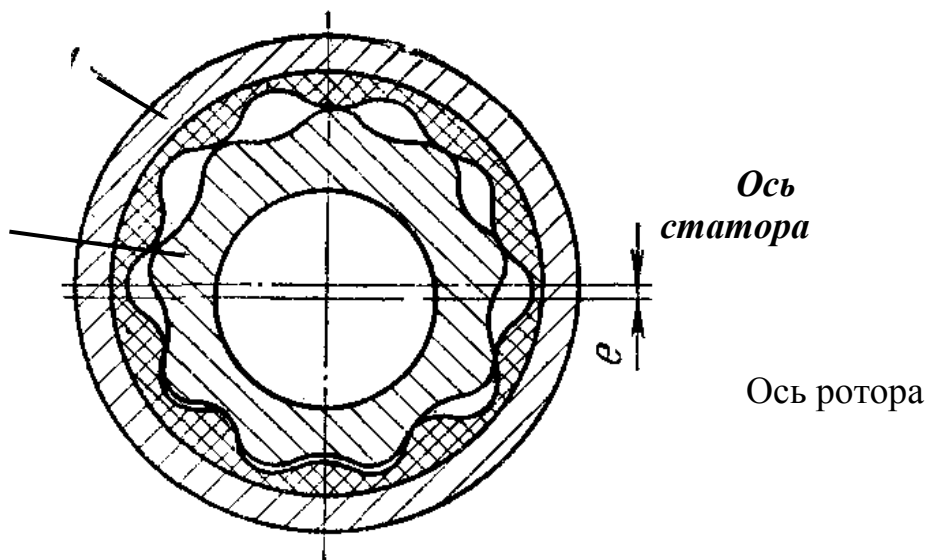
Турбобур – отклонитель состоит из турбинной секции и укороченного шпинделя. Корпуса турбинной секции и шпинделя соединены кривым переводником.

Для бурения с отбором керна предназначены колонковые турбобуры типа КТД, имеющие полый вал, к которому через переводник присоединяется бурильная головка. Внутри полого вала размещается съёмный керноприёмник. Верхняя часть керноприёмника снабжена головкой с буртом для захвата его ловителем, а нижняя – кернорвателем, вмонтированным в переводник. Для выхода бурового раствора, вытесняемого из керноприёмника по мере заполнения его керном, вблизи верхней части керноприёмника имеются радиально расположенные отверстия в его стенке, а несколько ниже их – клапанный узел. Последний предотвращает попадание выбуренной породы внутрь керноприёмника, когда он не заполняется керном, и в это время клапан закрыт.

Керноприёмник подвешан на опоре, установленной между переводником к БК и распорной втулкой. Под действием гидравлического усилия, возникающего от перепада давления в турбобуре и долоте, и сил собственного веса, керноприёмник прижимается к опоре и во время работы турбобура не вращается.

### 3.4.2. Винтовой забойный двигатель

Рабочим органом винтового забойного двигателя (ВЗД) является винтовая пара: статор и ротор (*рис. 3.17*).



**Рис. 3.17. Поперечное сечение рабочих органов винтового двигателя: 1 – статор, 2 – ротор**

Статор представляет собой металлическую трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка, имеющая 10 винтовых зубьев левого направления, обращённых к ротору.

Ротор выполнен из высоколегированной стали с девятью винтовыми зубьями левого направления и расположен относительно оси статора эксцентрично.

Кинематическое отношение винтовой пары 9: 10 и соответствующее профилирование её зубьев обеспечивает при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора и сохранение при этом непрерывного контакта ротора и статора по всей длине. В связи с этим образуются полости высокого и низкого давления и осуществляется рабочий процесс двигателя.

Вращающий момент от ротора передаётся с помощью двухшарнирного соединения на вал шпинделя, укомплектованного многорядной осевой шаровой опорой и радиальными резино – металлическими опорами. К валу шпинделя присоединяется долото. Уплотнение вала достигается с помощью торцевых сальников.

ВЗД изготавливают согласно ТУ 39-1230.

Типичная характеристика ВЗД при постоянном расходе бурового раствора следующая. По мере роста момента  $M$  перепад давления в двигателе  $P$  увеличивается почти линейно, а частота вращения вала двигателя снижается вначале незначительно, а при торможении – резко. Зависимости изменения мощности двигателя и К.П.Д. от момента  $M$  имеют максимумы. Когда двигатель работает с максимальным, режим называют оптимальным, а с максимальной мощностью – экстремальным. Увеличение нагрузки на долото после достижения экстремального режима работы двигателя приводит к торможению вала двигателя и к резкому ухудшению его характеристики.

Неэффективны и нагрузки на долото, при которых момент, развиваемый двигателем, меньше момента, обеспечивающего оптимальный режим его работы.

Характер изменения от момента  $M$  при любом расходе бурового раствора остаётся примерно одинаковым.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

	ТБ-172	ТБ-195	ТШ-195М1	ТШ-240	Д1-195
Расход рабочей жидкости, л/с	25-28	45-50	24-30	32-34	25-35
Перепад давления, МПа	2,85-3,5	2,9-3,6	6,5-10	5,5-6,2	3,9-4,9
Частота вращения вала, об/с	10,5-11,7	9,7-10,8	9,3-11,7	7,4-7,8	1,33-1,83
Крутящий момент, Н*м	559-687	714-882	1961-1060	2648-2991	3138-3726
Присоединительная резьба долото/БК	3-117/147	3-117/147	3-152/171	3-152/171	3-117/147
Диаметр, мм	172	195	195	240	195
Длина, мм	7940	8060	25870	23225	7700
Масса, кг	1057	1440	4745	5975	1350

### 4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Для выполнения операций технологии вращательного бурения требуются различные по функциональным назначениям машины, механизмы и оборудование. Набор необходимых для бурения скважин машин, механизмов и оборудования, имеющих взаимосвязанные эксплуатационные функции и технические параметры, называется буровым комплексом. Центральным звеном бурового комплекса является буровая установка.



**Буровая установка** – это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение



*Рис. 4.1. Буровая установка*

технологических операций по строительству скважин.

Современные буровые установки включают следующие составные части:

- буровое оборудование (талевый механизм, насосы, буровая лебедка, вертлюг, ротор, силовой привод и т.д.);
- буровые сооружения (вышка, основания, сборно-расборные каркасно-панельные укрытия приемные мостки и стеллажи);
- оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спуско-подъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);
- оборудование для приготовления, очистки и регенерации бурового раствора (блок приготовления, вибросита, песко- и илоотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и бурового раствора);

- манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);
- устройства для обогрева блоков буровой установки (тепло генераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для развода теплоносителя).

Состав и компоновка буровой установки показаны на *рис. 4.1*.

#### **4.1. Кустовые основания**

Строительство буровой установки, монтаж ее на точке бурения скважины задача не простая. Западная Сибирь покрыта многочисленными болотами и реками. Летом болота практически непроходимы для наземного транспорта, а в зимнее время промораживаются не более чем на 20 –30 см из-за высоких теплоизолирующих свойств торфяного слоя. Весной высокие речные паводковые воды подтопляют нефтяные площади. Быстрая изменчивость погоды, неравномерное выпадение осадков и труднодоступность 80-85 % территории – отличительные особенности Западной Сибири.

В нефтепромысловом районах Томской области, например, насчитывается 573 реки (превышающих в длину 20 км), крупных озер (площадью 5 и более км<sup>2</sup>) 35, а знаменитое Васюганское болото занимает 53000 км<sup>2</sup>, что в 1,5 раза больше площади озера Байкал.

Эти условия на первых порах значительно осложнили организацию буровых работ в новом нефтяном регионе. Так при освоении Мегионского месторождения основные объемы бурения выполнялись в зимнее время. Все необходимое оборудование завозилось заранее по зимним трассам и после окончания строительства скважин консервировалось до наступления следующего зимнего сезона и ввода трасс в эксплуатацию.

Сезонность в строительстве нефтяных скважин вызвала необходимость разработки и создания на заболоченных и затопляемых участках специальных искусственных сооружений для круглогодичного ведения буровых работ с последующей многолетней эксплуатацией при нефтедобыче. Возрастающие объемы буровых работ и большие затраты ресурсов на строительство искусственных сооружений привели к целесообразности их сочетания с кустовым бурением. Так были созданы кустовые основания.

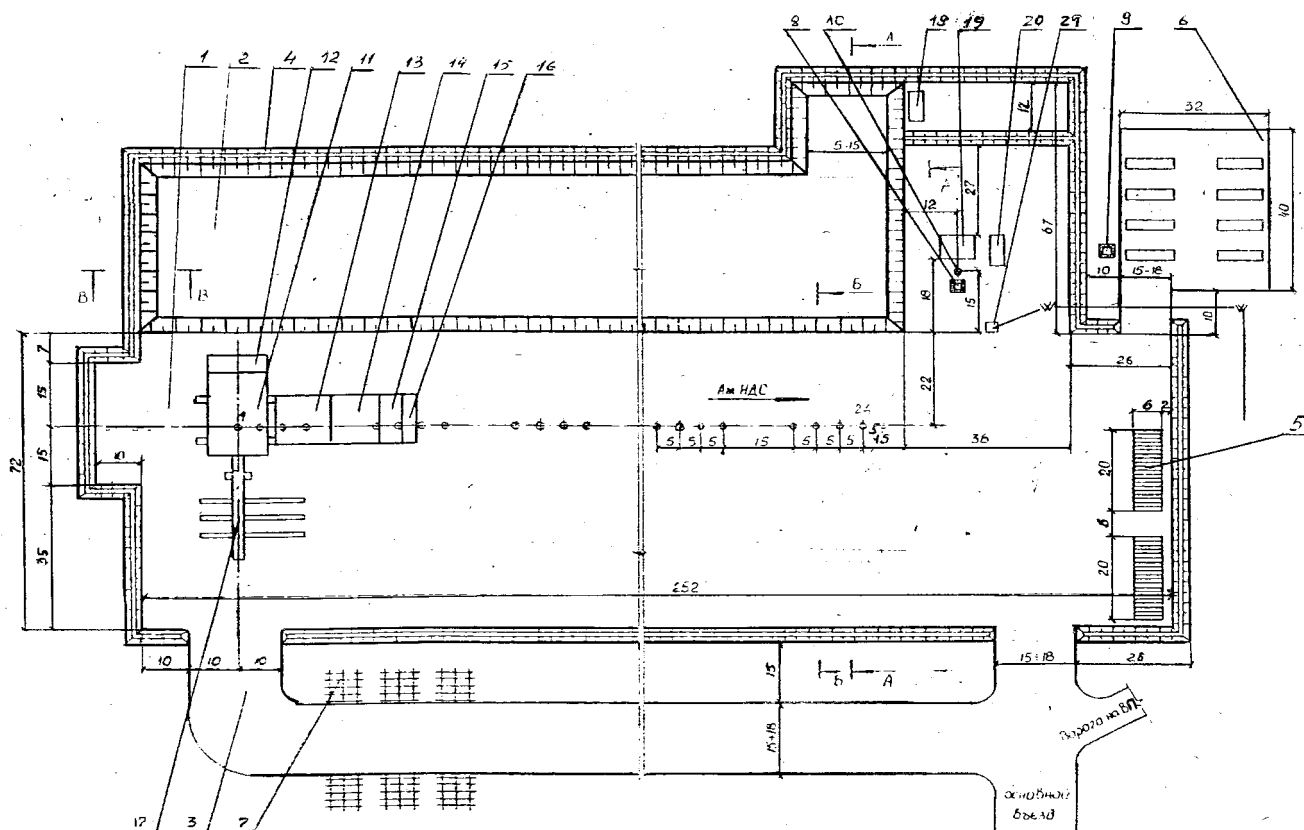
Высокие темпы и масштабы освоения нефтяных месторождений Западной Сибири выявили ряд научно-технических проблем, решение которых позволило разработать технические средства для проводки наклонно-направленных скважин и контроля их пространственного положения, различные конструкции крупноблочных буровых оснований, специальные буровые установки для строительства кустовых скважин.

Кустовое строительство скважин имеет ряд существенных достоинств. Прежде всего это значительное сокращение материальных и трудовых затрат на строительство и инженерное обустройство кустовых оснований,

подъездных путей и трасс, особенно в условиях заболоченных территорий и бездорожья. Кроме того, существенно уменьшаются затраты на промышленное обустройство скважин, сооружение нефтегазосборных сетей, энергоснабжение промышленных объектов, ремонт и эксплуатационно-техническое обслуживание скважин.

Для кустового бурения скважин в Западной Сибири предназначена установка БУ-3000 ЭУК-1М с эшелонным расположением оборудования.

На рис. 4.2. приведена типовая схема кустового основания для Томского региона.



**Рис. 4.2. Схема кустового основания**

1. Основание кустовое
2. Амбар шламовый.
3. Въезд № 2.
4. Обваловка.
5. Настил для складирования цемента.
6. Жилой городок.
7. Стеллаж для труб.
8. Амбар для стойтельства водозаборной скважины
9. Котлован-септик для хозяйственно-бытовых отходов.
10. Водозаборная скважина.
11. Блок вышечно-лебедочный.
12. Блок очистки глинистого раствора.
13. Блок емкостей.
14. Блок насосный
15. Блок компрессорный.

16. Распределительное устройство КРНБ.
17. Мост приемный.
18. Емкость нефтяная.
19. Установка котельная.
20. Емкость водяная.
21. Высоковольтное распределительное устройство (РВУ).

Местоположение кустового основания (КО) намечается:

- за пределами водо-охранной зоны, установленной для каждой конкретной реки или другого водоема, заказников;
- на расстоянии не менее 50 м от линий электропередач;
- на расстоянии не менее 60 м от магистральных нефтепроводов;
- на расстоянии не менее 50 м от внутрипромысловых дорог.

Местоположение КО задается:

- географическими координатами X и Y центра КО;
- дирекционным углом направления движения станка (НДС), который отсчитывается от направления на север по часовой стрелке

В соответствии с «Нормами отвода земель для строительства нефтяных и газовых скважин» СН-459-74 для строительства эксплуатационных нефтяных скважин БУ-3200/200 ЭУК-1М площадь КО определяется:

$$18000 + Ax2000, \text{ м}^2,$$

где А – число скважин на кустовом основании.

Минимальное расстояние между соседними нефтяными скважинами -5 м, между батареями скважин –15 м.

Поверхность КО должна выполняться горизонтально. Рабочая площадка для размещения и передвижения буровой установки выполняется с уклоном  $i = 0,01$  в сторону шламового амбара (ША) для обеспечения поверхностного водостока. Допускается уклон рабочей площадки по ходу движения буровой установки в пределах 1 –1,5 мм на 1 м.

По периметру КО выполняется обваловка из глинистого грунта, которая в нижней своей части примыкает к гидроизоляционному слою в основании насыпи и образует вместе с ним гидравлически замкнутое пространство в теле КО. Высота обваловки над рабочей поверхностью КО составляет 0,7 м, ширина бровки по верху – 1м.

Конструкция кустового основания (КО) должна обеспечить нормальные условия для строительства скважин и их дальнейшей эксплуатации, а также изоляцию токсичных отходов бурения от окружающей природной среды (ОПС).

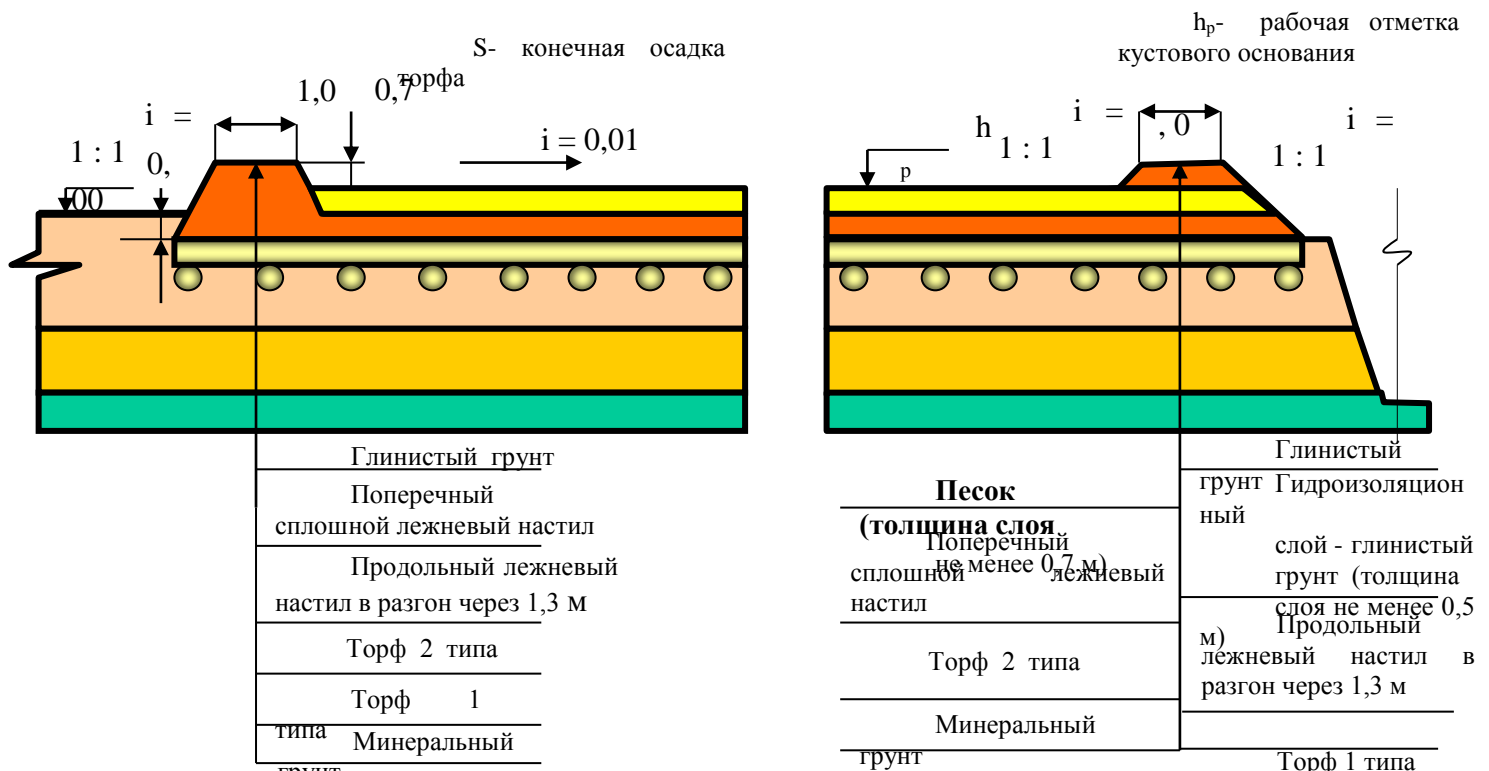
Выбор конструкции КО осуществляется в зависимости от гидрогеологических условий и данных инженерно-геологических изысканий.

Обследование кустовых площадок, расположенных в болотистой местности и в пойменной части месторождений, рекомендуется проводить в летнее время, когда имеются лучшие условия для визуальной оценки характера местности, свойств торфов и переувлажненных грунтов.

Применяемые конструкции КО на нефтепромысловых объектах Западной Сибири подразделяются на следующие виды:

- лежнево-насыпные;
- насыпные;
- намывные;
- естественные;
- с торфом в теле насыпи;
- экспериментальные (например, с применением нетканых синтетических материалов).

Наиболее сложное по конструкции лежнево-насыпное КО применяется на болотах. Предусматривается двухслойная укладка лежневого настила. В первом нижнем слое укладывается продольный (по отношению к линии НДС) лежневый настил из бревен вразгон через 1 м. Во втором верхнем слое укладывается сплошной поперечный (по отношению к линии НДС) лежневый настил во весь “хлыст” (рис 4.3.).



**Рис. 4.3. Схема лежнево-насыпного кустового основания**

Перед строительством КО в зимний период производится предварительное промораживание торфяного основания.

На лежневый настил отсыпается гидроизоляционный слой из глинистого грунта толщиной 0,5 м с последующим уплотнением.

Окончательное земляное полотно кустового основания формируется отсыпкой слоя песка толщиной не менее 0,7 м.

Для повышения устойчивости насыпи на слабом основании (торфе) предусматривается использование метода постепенного загрузения - предварительной консолидации, осуществляемой путем послойной отсыпки и уплотнения грунта с толщиной каждого слоя 0,3 – 0,5 м. Указанный метод обязателен при отсыпке участка КО по линии НДС шириной 20 м.

Высота отсыпки насыпи на болотах определяется с учетом конечной осадки торфа под действием веса грунта, бурового оборудования и труб.

#### 4.2. Спуско-подъемный комплекс Буровой установки

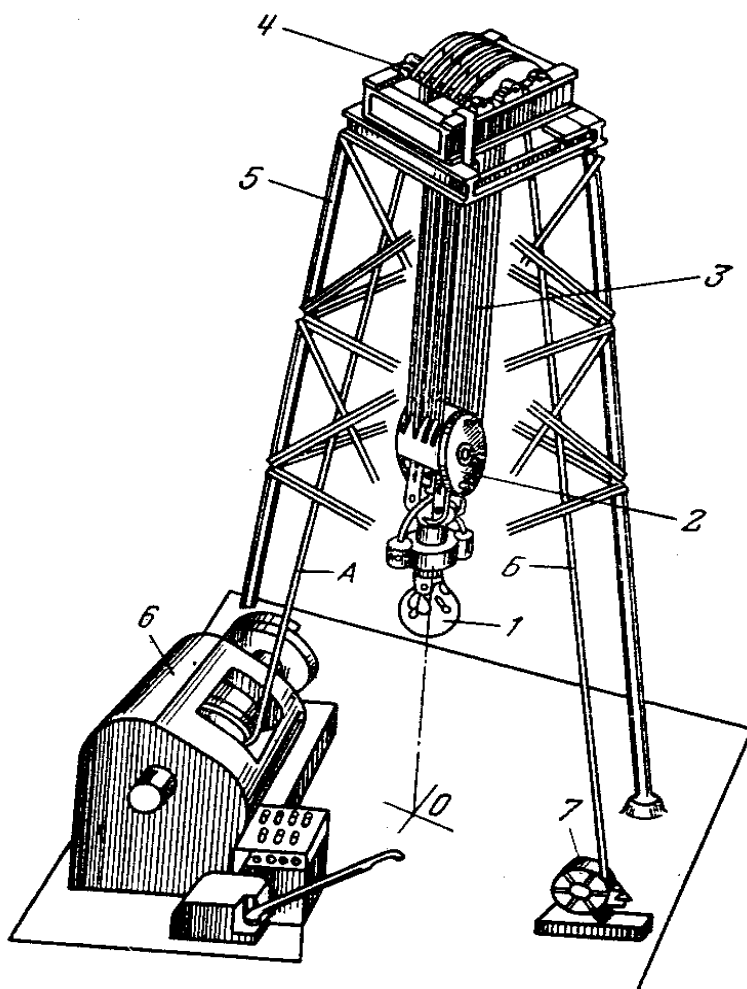
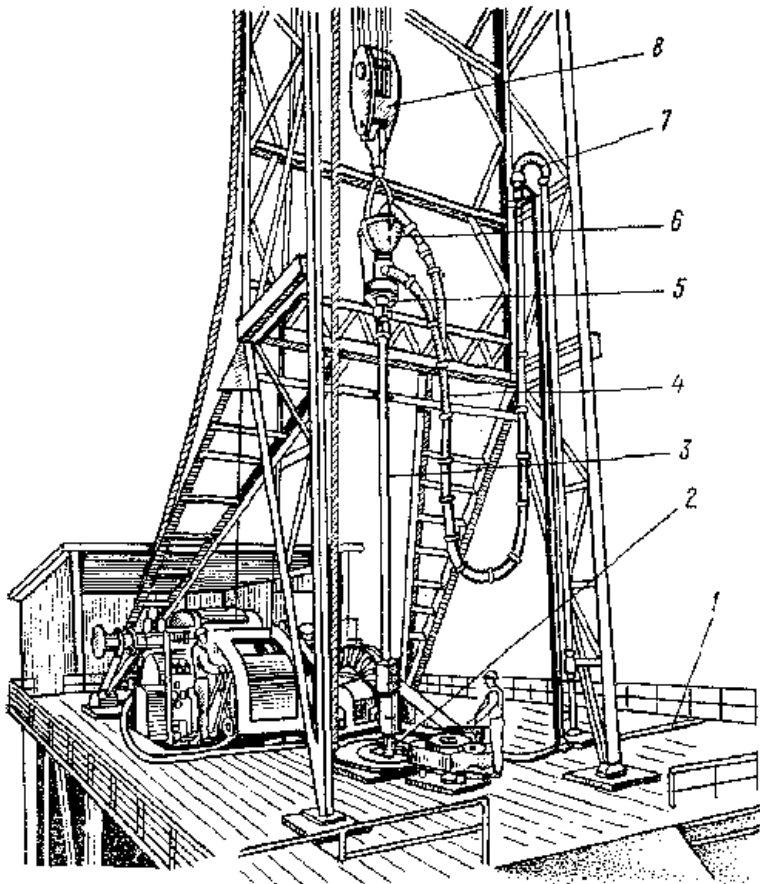


Рис. 4.4. Спускоподъемный комплекс буровой установки

в один механизм – крюкоблок.

Спускоподъемный комплекс буровой установки (рис. 4.4.) представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока 4, талевого (подвижного) блока 2, стального каната 3, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой 6 и механизмом 7 крепления неподвижного конца каната. Кронблок 4 устанавливается на верхней площадке буровой вышки 5. Подвижный конец А каната 3 крепится к барабану лебедки 6, а неподвижный конец Б – через приспособление 7 к основанию вышки. К талевому блоку присоединяется крюк 1, на котором подвешивается на штропах элеватор для труб или вертлюг. В настоящее время талевый блок и подъемный крюк объединены

### 4.3. Комплекс для вращения бурильной колонны



На рис. 4.5 представлен комплекс для вращения бурильной колонны. В его состав входит ротор 2, расположенный на полу буровой 1, вертлюг 6, подвешенный на крюке крюкоблока 8. Вертлюг посредством гибкого бурового рукава 4 и стояка 7 передаёт буровой раствор под давлением в бурильную колонну. Посредством вращателя 2 и квадратной ведущей трубы 3 крутящий момент ротора передаётся бурильной колонне и не передаётся талевой системе.

Рис. 4.5. Комплекс для вращения

### 4.4. Насосно – циркуляционный комплекс буровой установки.

На рис. 4.6. показана схема циркуляции бурового раствора и примерное распределение потерь напора в отдельных элементах циркуляционной системы скважины глубиной 3000 м. Из резервуаров 13 очищенный и подготовленный раствор поступает в подпорные насосы 14, которые подают его в буровые насосы 1. Последние перекачивают раствор под высоким давлением (до 30 МПа) по нагнетательной линии, через стояк 2, гибкий рукав 3, вертлюг 4, ведущую трубу 5 к устью скважины 6. Часть давления насосов при этом расходуется на преодоление сопротивлений в наземной системе. Далее буровой раствор проходит по бурильной колонне 7 (бурильным трубам, УБТ и забойному двигателю 9) к долоту 10. На этом пути давление раствора снижается вследствие затрат энергии на преодоление гидравлических сопротивлений.

Затем буровой раствор вследствие разности давлений внутри бурильных труб и на забое скважины с большой скоростью выходит из насадок долота, очищая забой и долото от выбуренной породы. Оставшаяся часть энергии

раствора затрачивается на подъём выбуренной породы и преодоление сопротивлений в затрубном кольцевом пространстве 8.

Поднятый на поверхность к устью 6 отработанный раствор проходит по растворопроводу 11 в блок очистки 12, где из него удаляются в амбар 15 частицы выбуренной породы и поступает в резервуары 13 с устройствами 16 для восстановления его параметров; и снова направляется в подпорные насосы.

Нагнетательная линия (манифольд) состоит из трубопровода высокого давления, по которому раствор подаётся от насоса 1 к стояку 2 и гибкому рукаву 3, соединяющему стояк 2 с вертлюгом 4. Манифольд оборудуется задвижками и контрольно – измерительной аппаратурой. Для работы в районах с холодным климатом предусматривается система обогрева трубопроводов.

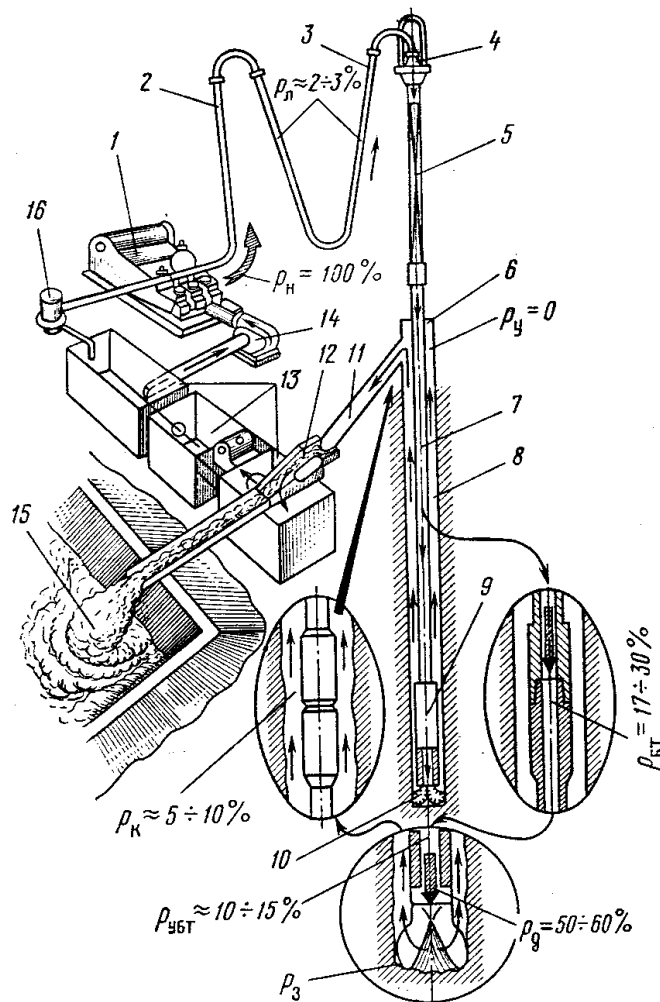


Рис. 4.6. Схема циркуляции бурового раствора.



## 5. РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ

Эффективность бурения зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото, частоты вращения долота, расхода бурового раствора и параметров качества бурового раствора, типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород.

Выделяют параметры режима бурения, которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое, и факторы, установленные на стадии проектирования строительства скважины, отдельные из которых нельзя оперативно изменять. Первые называются управляемыми. Определённое сочетание их, при котором осуществляется механическое бурение скважины, называется режимом бурения.

Режим бурения, обеспечивающий получение наилучших показателей при данных условиях бурения, называется оптимальным. Иногда в процессе бурения приходится решать и специальные задачи – проводка скважины через поглощающие пласты, обеспечение минимального искривления скважины, максимального выхода керна, качественного вскрытия продуктивных пластов. Режимы бурения, при которых решаются такие задачи, называются специальными. Каждый параметр режима бурения влияет на эффективность разрушения горных пород, причём влияние одного параметра зависит от уровня другого, то есть наблюдается взаимовлияние факторов.

Выделяют следующие основные показатели эффективности бурения нефтяных и газовых скважин: проходка на долото, механическая и рейсовая скорости бурения.

Проходка на долото  $H_d$  (м) очень важный показатель, определяющий расход долот на бурение скважины и потребность в них по площади и УБР в целом, число СПО, изнашивание подъемного оборудования, трудоемкость бурения, возможность некоторых осложнений. Проходка на долото в большей мере зависит от абразивности пород, стойкости долот, правильности их подбора, режимов бурения и критериев отработки долот.

Механическая скорость ( $V_m$ ):

$$V_m = H_d / T_m$$

где  $H_d$  - проходка на долото, м;  $T_m$  - продолжительность механического разрушения горных пород на забое или время проходки интервалов, ч.

Таким образом,  $V_m$  - средняя скорость углубления забоя. Она может быть определена по отдельному долоту, отдельному интервалу, всей скважине  $L_c$ , по УБР и т.д.:

$$V_m = L_c / T_m$$

Выделяют текущую (мгновенную) механическую скорость:

$$V_m = dh / dt$$

При известных свойствах горных пород механическая скорость характеризует эффективность разрушения их, правильность подбора и отработки долот, способа бурения и режимных параметров, величину подведенной на забой мощности и ее использование. Если в одинаковых породах и интервалах одной скважины скорость ниже, чем в другой, надо улучшать режим. Изменение текущей механической скорости связано с изнашиванием долота, чередованием пород по твердости, изменением режимных параметров в процессе отработки долота, свидетельствует о целесообразности подъема долота.

Рейсовая скорость

$$V_p = Hd / (T_m + T_{сп})$$

где  $Hd$  - проходка на долото, м;  $T_m$  – продолжительность работы долота на забое, ч;

$T_{сп}$  – продолжительность спуска и подъема долота, наращивания инструмента, ч.

Рейсовая скорость определяет темп углубления скважины, она показывает, что темп проходки ствола зависит не только от отработки долота, но и от объема и скорости выполнения СПО. Если долго работать изношенным долотом или поднимать долото преждевременно, то  $V_p$  снижается. Долото, поднятое при достижении максимума рейсовой скорости, обеспечивает наиболее быструю проходку ствола.

Средняя рейсовая скорость по скважине выражается:

$$V_p = Lc / (T_m + T_{сп})$$

## 5.1. Влияние режимных параметров на показатели бурения

### 5.1.1. Влияние осевой нагрузки

Разрушение горной породы на забое механическим способом невозможна без создания осевой нагрузки на долото. На рис. 5.1. показана зависимость механической скорости бурения  $V_m$  от осевой нагрузки  $G$  на трёхшарошечное долото при проходке мягких (*кривая 1*), средней твёрдости (*кривая 2*), твёрдых (*кривая 3*) и крепких (*кривая 4*) пород при неизменной низкой (до 60 об/мин) частоте вращения и достаточной промывке за короткий промежуток времени, когда изнашиванием долота можно пренебречь.

Как видно из рисунка, механическая скорость непрерывно возрастает с увеличением осевой нагрузки, но темп её роста для мягких пород более

быстрый, так как больше глубина погружения зубьев при одинаковой нагрузке. На стенде, и в промысловых условиях наблюдается изменение

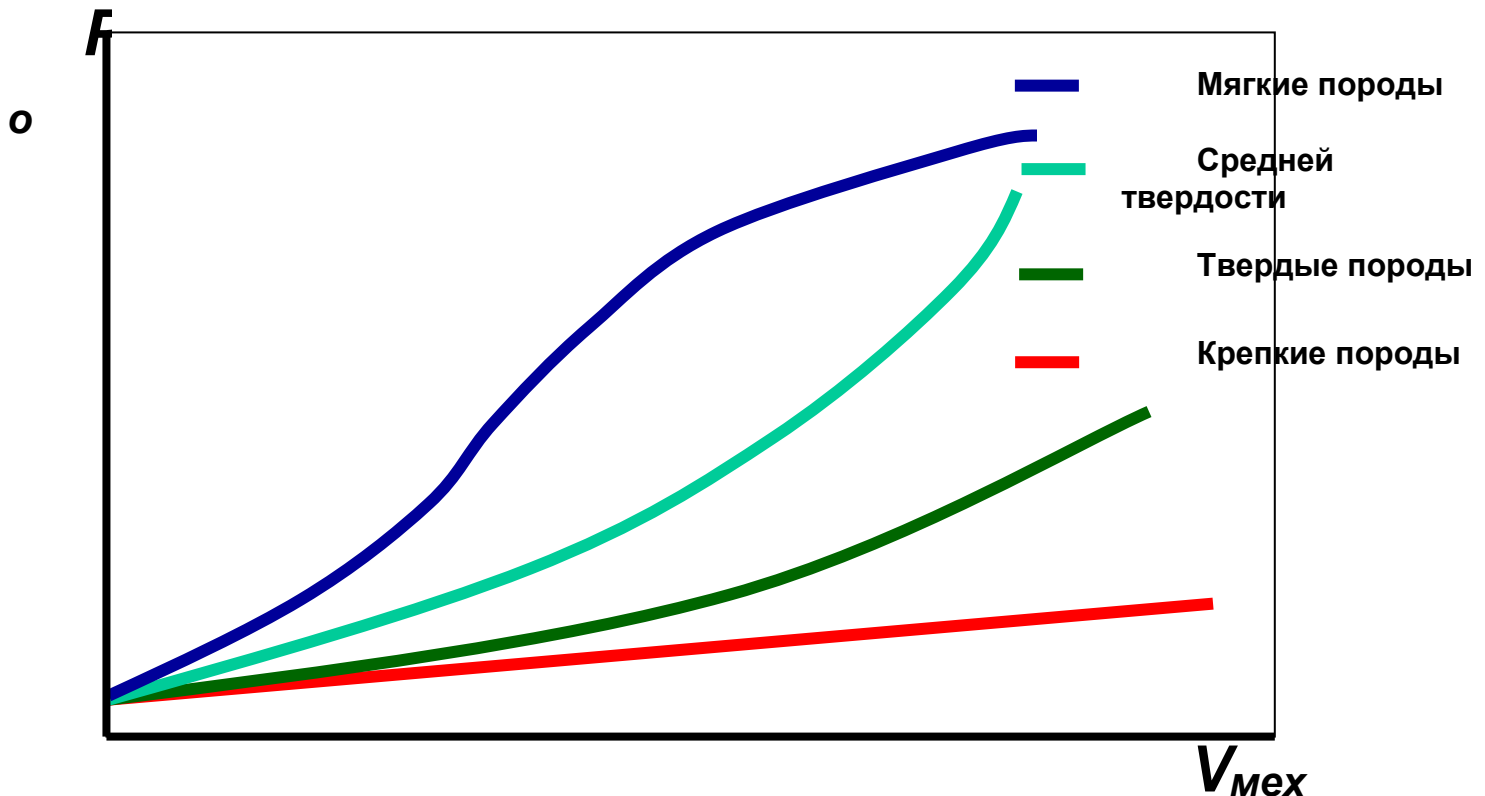


Рис. 5.1. Влияние осевой нагрузки на механическую скорость бурения

темпа роста  $V_{\text{м}}$  от  $G$  при переходе от разрушения пород истиранием при небольшой осевой нагрузке к разрушению пород в усталостной и объёмной областях при больших нагрузках.

Если скорость вращения долота неизменна и обеспечивается достаточная чистота забоя, величина углубления за один оборот  $\delta y$  возрастает с увеличением удельной осевой нагрузки  $P_{\text{уд}}$  так, как это показано на рис. 5.2. (кривая  $OABC$ ). При весьма малой нагрузке напряжение на площадке контакта зуба шарошки с породой меньше предела усталости последней; поэтому при вдавливании происходит лишь упругая деформация породы (участок  $OA$ ). Разрушение же породы в этой зоне, которую обычно называют областью поверхностного разрушения, может происходить путём истирания и, возможно, микроскалывания шероховатостей поверхности при проскальзывании зубка.

Если нагрузка более высокая (участок  $AB$ ), то давление на площадки контакта зубка с забоем превышает предел усталости, но меньше предела прочности породы. Поэтому при первом ударе зубка по данной площадке происходит деформация породы, возможно, образуются начальные микротрещины, но разрушения ещё не происходит. При повторных ударах зубков по той же площадке начальные микротрещины развиваются вглубь до тех пор, пока при очередном ударе не произойдёт выкол.

Чем больше действующая на зубок сила, тем меньше ударов требуется для разрушения. Эту зону называют областью объёмно – усталостного разрушения.

При более высоких нагрузках разрушение породы происходит при каждом ударе зубка. Поэтому участок правее точки *B* называют областью эффективного объёмного разрушения породы.

В области *OA* углубление за один оборот  $\delta y$  мало и возрастает очень медленно, пропорционально удельной нагрузке на долото  $P_{уд}$ . Под удельной нагрузкой понимают отношение нагрузки на долото  $G$  к его диаметру. В области усталостного разрушения углубление растёт быстрее увеличения удельной нагрузки и зависимость между ними имеет степенной характер. В области эффективного объёмного разрушения породы углубление за один оборот быстро возрастает – примерно пропорционально удельной нагрузке (или несколько быстрее), если обеспечена достаточная очистка забоя.

Характер зависимости между углублением за один оборот долота  $\delta y$  и удельной нагрузкой  $P_{уд}$  существенно изменяется, как только очистка забоя становится недостаточной и на нём скапливаются ранее сколотые частицы, которые не успели переместиться в наддолотную зону. Такие частицы дополнительно измельчаются при новых ударах зубков шарошек по забою. Поэтому с ухудшением очистки забоя прирост углубления за один оборот долота с увеличением удельной нагрузки будет уменьшаться.

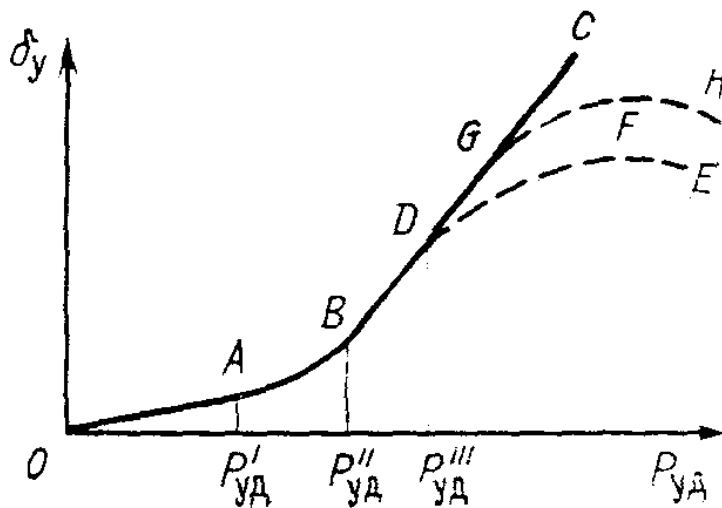


Рис. 5.2. Влияние удельной осевой нагрузки на углубление за один оборот долота

Так, согласно кривой *OABDE*, полученной при бурении с секундным расходом промывочной жидкости  $Q_1$ , углубление за 1 оборот быстро возрастает, до тех пор, пока удельная нагрузка не превышает  $P_{уд}^{III}$ . При нагрузках выше  $P_{уд}^{III}$  прирост углубления сначала замедляется, а затем

(правее точки *F*) углубление за один оборот уменьшается из-за ухудшения очистки забоя. В случае же увеличения секундного расхода до  $Q_2$  влияние ухудшения очистки забоя становится заметным при более высокой удельной нагрузке (правее точки *G* на кривой *ABGH*).

### 5.1.2. Влияние частоты вращения долота

С изменением частоты вращения долота меняется число поражений забоя зубками шарошечного долота.

При малой частоте вращения долота промежуток времени, в течение которого остаётся раскрытой трещина в породе, образуемая при вдавливании зубка, достаточен для того, чтобы в эту трещину проник фильтрат бурового раствора (или сам раствор). Давления на частицу сверху и снизу практически сравниваются и трещина не может сомкнуться после отрыва зубка от породы. В этом случае отрыв сколотой частицы от забоя и её удаление облегчаются. При увеличении же частоты вращения уменьшается промежуток времени, в течение которого трещина раскрыта, и фильтрат может заполнять её. Если же этот промежуток станет весьма малым, фильтрат в трещину не успеет проникнуть, трещина после отрыва зубка шарошки от породы сомкнётся, а прижимающая сила и фильтрационная корка будут удерживать частицу, препятствовать её удалению с забоя. Поэтому на забое сохранятся слой сколотых, но не удалённых частиц, которые будут повторно размалываться зубцами долота.

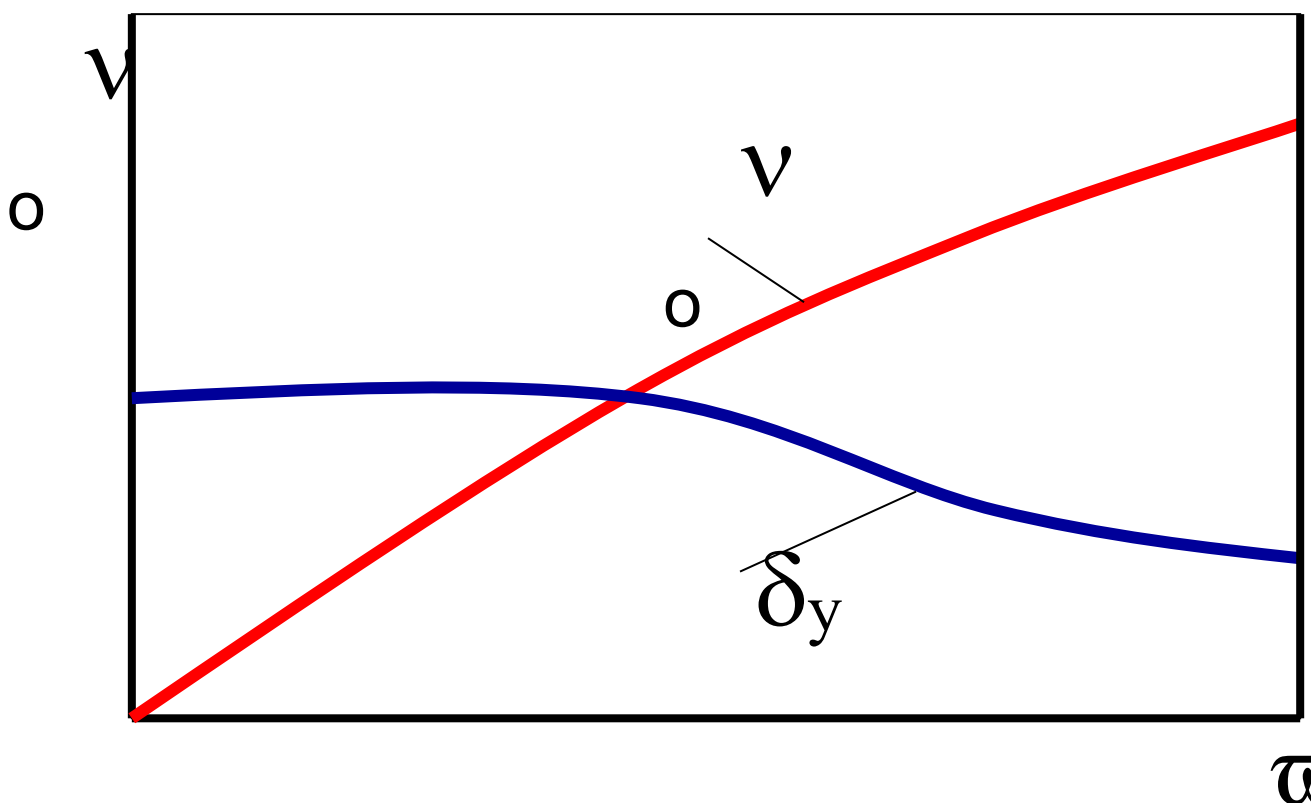


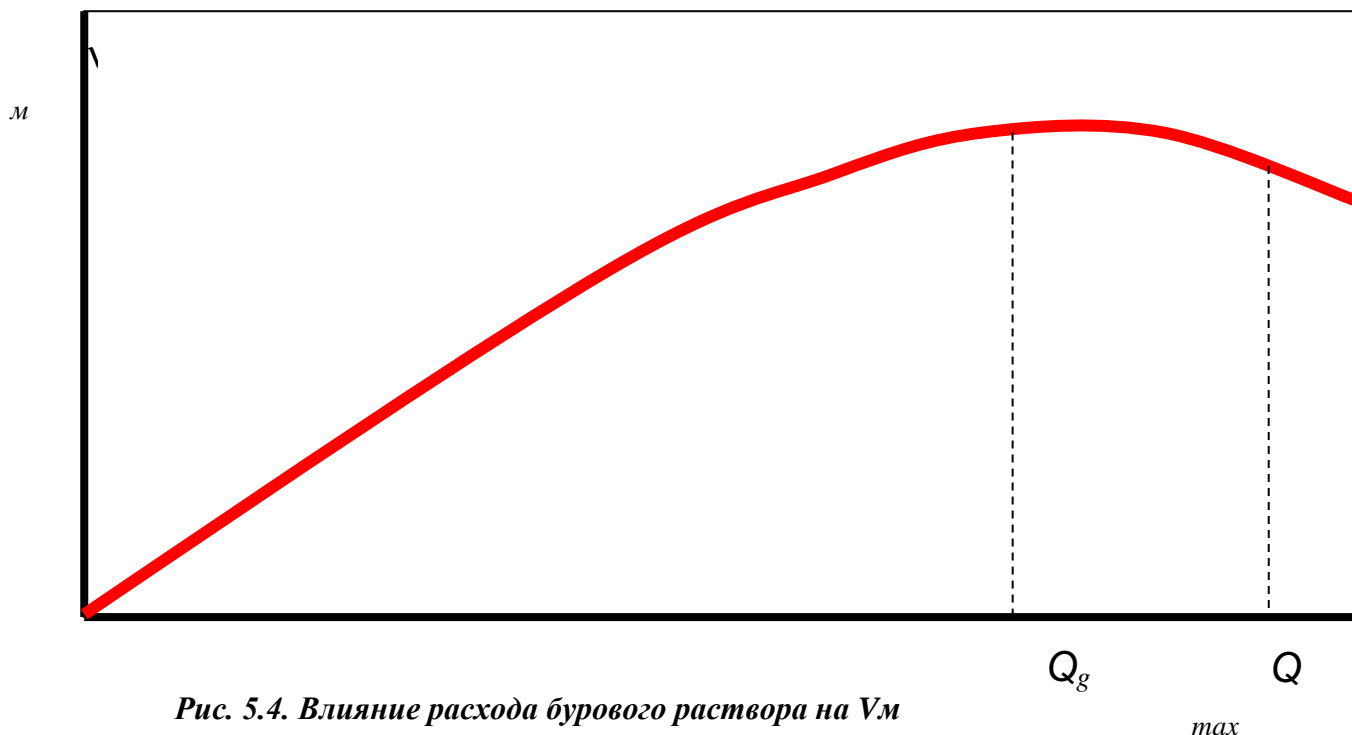
Рис. 5.3. Влияние угловой скорости шарошечного долота на начальную механическую скорость бурения и углубление за один оборот

Поскольку из-за неполноты очистки забоя величина углубления за один оборот долота  $\delta_y$  с увеличением частоты вращения (угловой скорости  $\omega$ )

уменьшается, то механическая скорость  $V_{ом}$  будет возрастать пропорционально частоте вращения долота в степени меньшей единицы (рис. 5.3.).

### 5.1.3. Влияние расхода бурового раствора

Непрерывная циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечивать чистоту ствола скважины и забоя, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы, предупреждать осложнения. Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения показано на рис. 5.4. Как видно из рисунка, при неизменной осевой нагрузке и частоте вращения долота с увеличением секундного расхода бурового раствора улучшается очистка забоя и возрастает механическая скорость проходки. Однако увеличение секундного расхода раствора эффективно лишь пока он не достигнет некоторой величины  $Q_d$ , при  $Q_{max}$  механическая скорость



проходки стабилизируется. Величина  $Q_d$  зависит от конструкции долота, схемы очистки забоя, удельной осевой нагрузки, частоты вращения, твёрдости породы и свойств бурового раствора.

При дальнейшем возрастании расхода начнёт преобладать повышение потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве, общее давление на забой начнёт расти и механическая скорость будет снижаться.

#### 5.1.4. Влияние свойств бурового раствора

На механическую скорость бурения влияют плотность, вязкость, фильтрация, содержание песка и ряд других параметров бурового раствора. Наиболее существенно оказывает влияние плотность бурового раствора. Это влияние объясняется в основном повышением гидростатического давления на забой и ростом перепада давления между скважиной и разбуриваемым пластом, в результате чего ухудшаются условия образования трещин, выкалываемые частицы прижимаются к массиву. Поэтому наиболее значительно влияние  $\rho$  в области объёмного разрушения породы, а при бурении в области поверхностного разрушения и истирания оно незначительно.

С понижением плотности в большей мере проявляется эффект неравномерного всестороннего сжатия, облегчающего разрушение пород.

Чем выше проницаемость пород и больше водоотдача (фильтрация), меньше вязкость фильтрата, ниже частота вращения, больше продолжительность контакта, тем слабее влияние плотности раствора, поскольку давление на забое и на глубине выкола успевает выровняться.

#### 5.2. Особенности режимов вращательного бурения.

Увеличение осевой нагрузки и частоты вращения, повышение плотности, вязкости и концентрации твёрдых частиц, снижение расхода ниже  $Q_d$ , а также теплоёмкости, теплопроводности и смазывающих свойств буровых растворов, неравномерная (рывками) подача долота, продольные и поперечные колебания низа бурильной колонны, высокая температура на забое – всё это сокращает производительное время пребывания долота на забое. Однако конечная цель – не увеличение продолжительности пребывания долота на забое, а получение большей проходки на долото за возможно более короткое время. Поэтому если изменение какого-то параметра обуславливает сокращение продолжительности работы долота на забое, но одновременно увеличивается механическая скорость и повышается проходка на долото, то оно целесообразно.

Так как параметры режима бурения взаимосвязаны, то наибольшая эффективность бурения достигается лишь при оптимальном сочетании этих параметров, зависящем от физико-механических свойств породы, конструкции долота, глубины залегания разбуриваемой породы и других факторов. Увеличение одного из параметров режима, например, осевой нагрузки, способствует повышению эффективности бурения лишь до тех пор, пока он не достигнет оптимального значения при данном сочетании других параметров. Увеличение рассматриваемого параметра выше этого оптимального значения может способствовать дальнейшему повышению эффективности бурения только в том случае, если одновременно будут

изменены все или некоторые другие параметры (например, увеличен расход промывочной жидкости, уменьшена частота вращения).

Измененному сочетанию других параметров режима соответствует новое оптимальное значение рассматриваемого. Изменение параметров режима возможно лишь в определённых пределах, которые зависят от прочности долота, особенностей способа бурения, технических параметров буровой установки и ряда других факторов.

Регулировать расход бурового раствора можно тремя способами: заменой втулок одного диаметра в цилиндрах бурового насоса на втулки другого диаметра, изменением числа одновременно параллельно работающих буровых насосов, изменением числа двойных ходов поршней в насосе. При первых двух способах расход раствора можно изменять только ступенчато, при третьем возможно также плавное изменение. Второй из названных выше способов применяют, как правило, в случае изменения диаметра долота: при бурении верхнего участка скважины долотами большого диаметра используют два одновременно работающих насоса. При переходе к бурению следующего участка долотами меньшего диаметра один из насосов часто отключают. Менять втулки можно только в неработающем насосе. Поэтому в большинстве случаев расход жидкости в период работы долота на забое остаётся практически неизменным. Если продолжительность рейса велика (несколько десятков часов), расход к концу рейса может несколько уменьшиться вследствие возрастания утечек в насосе, обусловленного износом поршней.

Гидравлическую мощность на забое можно регулировать изменением либо расхода бурового раствора, либо диаметра гидромониторных насадок в долоте, либо числа таких насадок. Очевидно, диаметр насадок можно изменить только при подготовке нового долота к спуску в скважину. Число же работающих насадок можно уменьшить так же в период работы долота на забое, если в поток жидкости в бурильных трубах сбросить шар соответствующего диаметра, он перекроет входное отверстие в одной из насадок и выключит её из работы. При этом скорости струй и перепад давлений в оставшихся работающих насадках возрастут, и соответственно увеличится гидравлическая мощность на забое. Такой способ регулирования гидравлической мощности на забое можно использовать тогда, когда рабочее давление в насосах меньше предельно допустимого при данном диаметре втулок в них.



## 6. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

При бурении вращательным способом в скважине постоянно циркулирует поток жидкости, которая ранее рассматривалась только как средство для удаления продуктов разрушения (шлама). В настоящее время она воспринимается, как один из главных факторов обеспечивающих эффективность всего процесса бурения.

При проведении буровых работ циркулирующую в скважине жидкость принято называть - *буровым раствором или промывочной жидкостью (Drilling mud, drilling fluid)*.

Буровой раствор кроме удаления шлама должен выполнять другие, в равной степени важные функции, направленные на *эффективное, экономичное, и безопасное* выполнение и завершение процесса бурения. По этой причине, состав буровых растворов и оценка его свойств становился темой большого объема научно-практических исследований и анализа.

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин, а как следствие, и увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород. В этой связи буровой раствор должен иметь состав и свойства, которые обеспечивали бы возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

### 6.1. Условия бурения с применением буровых промывочных жидкостей

В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов. Большая роль здесь принадлежит процессу промывки и промывочному агенту. Основная задача промывки – обеспечение эффективного процесса бурения скважин, она включает в себя сохранение, как устойчивости стенок скважин, так и керна.

В условиях, когда нарушена целостность породы, большую роль играет горное давление. В пристволенной части скважины оно проявляется как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Боковое давление является следствием вертикального и вызывает касательные напряжения, способствующие выпучиванию пород, сужению ствола и обвалообразованию. Величина касательных напряжений зависит не только от горного давления, но и от давления промывочной жидкости.

В бурении горное давление всегда превышает гидростатическое столба промывочной жидкости в скважине и способствует разрушению стенок

скважины, если прочность самой породы недостаточна или значительно ослаблена в результате воздействия промывочной жидкости. Наиболее интенсивна деформация породы непосредственно у стенок скважины, где боковое давление не уравнивается гидростатическим и силами сцепления горной породы. Характер изменения сил сцепления в породе обусловлен геолого-минералогическими особенностями горной породы и ее взаимодействием с промывочной жидкостью, главным образом физико-химическим.

Физико-химическое воздействие жидкости на горную породу проявляется в трех основных формах:

- 1) активное воздействие, основанное на процессах гидратации, диссоциации, ионообмена и химических превращений;
- 2) адсорбционное воздействие;
- 3) осмотическое воздействие.

Основное отрицательное влияние промывочной жидкости на прочность горных пород сводится к физико-химическим изменениям в структуре пород под действием фильтрата. Действие фильтрата сопровождается диспергацией глинистой составляющей породы, набуханием, капиллярным и динамическим расклиниванием. На контакте промывочной жидкости со стенками скважины происходит химическое растворение, выщелачивание, гидромеханическое разрушение породы. Процесс усиливается механическим воздействием бурильной колонны на стенки скважин.

Характер и скорость ослабления связей между частицами горных пород при бурении с промывкой во многом зависят от наличия естественных нарушений сплошности породы (пористости, трещиноватости). С одной стороны, они сами являются источником уменьшения механической прочности породы и способствуют ее смачиванию. В местах нарушения движется фильтрат и возникают капиллярные силы. С другой стороны, наличие нарушений является условием образования фильтрационной корки из частиц твердой фазы промывочного агента, способствующей повышению устойчивости породы.

Важный фактор устойчивости горной породы – ее естественная влажность. Даже при незначительном увлажнении пород глубина их устойчивого залегания резко уменьшается. При полном водонасыщении прочность, например плотных глин и глинистых сланцев, снижается в 2 – 10 раз. Большое значение для устойчивости стенок скважин имеет и физико-химический состав жидкостей, насыщающих породу.

Пластовая жидкость оказывает химическое воздействие на горную породу, усиливающееся при вскрытии пласта, она же является предпосылкой диффузии и осмоса. Если в скважине промывочная жидкость будет более минерализованной, чем пластовая вода, то процесс осмоса не повлияет на целостность породы, так как не произойдет обновления среды и увеличения количества жидкости в порах породы.

Скорость отделения частиц породы в процессе разрушения стенок скважин зависит от величины давления столба промывочной жидкости, а также гидромеханического воздействия жидкости в процессе циркуляции. Однако существенное положительное воздействие давления столба промывочной жидкости на обваливающиеся породы будет только при предельно ограниченном поступлении фильтрата в пласт" или ее физико-химическом упрочняющем действии на породу. В пластичных (ползучих) породах рост противодействия промывочной жидкости существенно затрудняет развитие сужений ствола в основном вследствие физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с породами, слагающими стенки скважин.

Выделяются следующие виды нарушений целостности стенок скважин в результате взаимодействия промывочной жидкости с горными породами: обвалы (осыпи); набухание; пластичное течение (ползучесть); химическое растворение; размыв.

Устойчивость горных пород во многом связана с обеспечением непрерывной циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения при наличии в геологическом разрезе проницаемых горных пород. Чаще всего в практике разведочного колонкового бурения такие проницаемые зоны представлены водоносными пластами. В зависимости от пластового давления и применяемого промывочного агента могут происходить поглощение промывочной жидкости, водопроявление, неустойчивая циркуляция. Поглощение промывочной жидкости удорожает, а подчас делает невозможным бурение скважины. Водопроявление ухудшает качество промывочной жидкости в процессе циркуляции, приводит к дополнительному экологическому загрязнению. Неустойчивая циркуляция осложняет технологию бурения, поддержание качества жидкости, ее регулирование.

Поглощения делятся на частичные и полные. Проницаемые зоны классифицируются по величине коэффициента, характеризующего проницаемость зоны в процессе бурения. Проницаемые зоны, представленные неустойчивыми, тонкотрещиноватыми или пористыми породами, изолируются частицами твёрдой фазы промывочной жидкости в процессе бурения скважин. Потеря промывочного агента здесь сводится к объему, отфильтровавшемуся в процессе формирования корки.

Однако если бурение скважины ведется на жидкое или газообразное полезное ископаемое, то ставится задача сохранения проницаемости пласта и роль промывочного агента усложняется.

Соотношение давлений столба промывочной жидкости и пластового (порового) определяет величину дифференциального давления в скважине, которое играет важную роль не только в сохранении стенок скважины, но и в процессе разрушения породы на забое и прихватах бурового инструмента.

## 6.2. Способы промывки

При бурении скважин промывочная жидкость должна циркулировать по замкнутому гидравлическому контуру. В зависимости от вида гидравлического контура все существующие системы промывки делятся на две группы:

- 1) системы промывок с выходом раствора на поверхность;
- 2) системы промывок с внутрискважинной циркуляцией.

В зависимости от направления движения промывочной жидкости по отношению к буровому инструменту промывка с выходом ее на поверхность осуществляется по одной из приведенных на рис. 6.1. схем.

Комбинированная система промывки по технологии исполнения подразделяется на периодическую (последовательную) и совмещенную (параллельную). Оба варианта могут быть реализованы как по прямой, так и по обратной схеме. При использовании периодической промывки направление потока бурового раствора меняется с прямой промывки на обратную и наоборот. Направление движения раствора, подаваемого к забою скважины, изменяется на поверхности при соответствующей обвязке насоса и устья скважины.

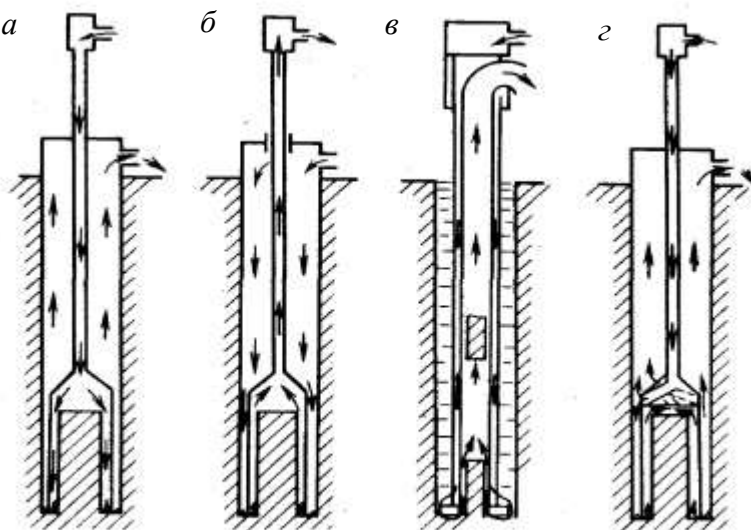


Рис. 6.1. Схемы промывки с выходом бурового раствора на поверхность:  
а – прямая промывка, б – обратная промывка, в – Обратная промывка через двойную колонковую трубу (с гидротранспортом керна, г – комбинированная промывка)

## 6.3. Функции бурового раствора

Удаление продуктов разрушения из скважины

Вся выбуренная порода должна эффективно удаляться с забоя и из ствола во избежание переизмельчения шлама и дополнительного износа породоразрушающего инструмента и бурильных труб. Качество очистки

забой зависит от степени турбулизации жидкости в призабойной зоне. Чем она выше, тем лучше и быстрее очищается забой скважины от выбуренной породы. На характер течения жидкости в призабойной зоне скважины существенно влияет частота вращения бурового снаряда, а также конструкция и расположение промывочных окон в породоразрушающем инструменте.

Способность бурового раствора, удалять шлам из скважины в отстойник зависит частично от характеристик раствора и частично от скорости циркуляции в кольцевом пространстве между бурильной трубой и стенкой скважины. Когда мощности бурового насоса недостаточно для обеспечения необходимой скорости восходящего потока бурового раствора для эффективного удаления шлама, можно увеличить вязкость раствора, особенно, предел текучести. Однако это приводит к ухудшению условий очистки раствора и росту гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе скважины.

Охлаждение породоразрушающего инструмента и бурильных труб  
В процессе бурения происходит нагрев породоразрушающего инструмента за счет совершаемой на забое механической работы. Буровой раствор, омывая породоразрушающий инструмент, в результате конвекционного обмена отводит тепло. Эффективность охлаждения зависит от расхода бурового раствора, его теплофизических свойств и начальной температуры, а также от размеров и конструктивных особенностей породоразрушающего инструмента.

Буровой раствор также охлаждает бурильные трубы, нагревающиеся вследствие трения о стенки скважины.

Буровые растворы обладают относительно высокой теплоемкостью, поэтому функция охлаждения выполняется даже при небольших их расходах.

Удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии

Удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии в промывочной жидкости, находящейся в скважине необходимо для предотвращения прихватов бурильного инструмента при прекращении циркуляции. Для выполнения этой функции буровой раствор должен обладать тиксотропными свойствами, то есть способностью превращаться при отсутствии движения из золя в гель с образованием структуры, обладающей определенной устойчивостью. Устойчивость структуры оценивается величиной статического напряжения сдвига

Облегчение процесса разрушения горных пород на забое

Активное воздействие бурового раствора на забой обусловлено, главным образом, за счет кинетической энергии потока на выходе из бурового снаряда.

Эффект гидродинамического воздействия усиливается путем подбора площади сечения и мест расположения каналов, через которые жидкость выходит на забой скважины. Эта функция промывочной жидкости наиболее эффективна в породах рыхлого комплекса.

Кроме того, облегчение процесса разрушения горных пород на забое может быть осуществлено за счет понижения их твердости. Сущность процесса понижения твердости горных пород заключается в следующем, горные породы не однородны по прочности, имеют более слабые места в кристаллической решетке, а также микротрещины, пронизывающие кристаллы и расположенные по их границам.

Жидкость как внешняя среда активно участвует в процессе механического разрушения горных пород, проникая в глубину деформируемого тела - в зону предразрушения, представляющую собой деформированные слои с повышенной трещиноватостью. Активность жидкости может быть значительно повышена небольшими добавками к ней специальных веществ, получивших название *понижителей твердости*. Воздействие этих веществ на процесс разрушения горных пород основано на усилении физико-химического взаимодействия дисперсионной среды с развивающимися в процессе механического разрушения новыми поверхностями горной породы. Дисперсионная среда бурового раствора с добавленными понижателями твердости, проникая в зону предразрушения и распределяясь по микротрещинам, образует на поверхностях горных пород адсорбционные пленки (сольватные слои). Эти пленки производят расклинивающее действие в зонах, расположенных вблизи поверхности обнажаемых горных пород, вследствие чего создаются лучшие условия их разрушения. Чем сильнее при этом связь смачивающей жидкости с поверхностью тела, тем сильнее расклинивающее действие адсорбционно-сольватных слоев.

Наблюдения показали, что при бурении с добавкой в буровой раствор понижателей твердости зоны предразрушения горных пород становятся более развитыми, зародышевые щели распространяются значительно глубже и количество их увеличивается по сравнению с воздействием жидкости малоактивной, без адсорбирующихся добавок.

Поверхностно-активные вещества, адсорбируясь на обнажаемых поверхностях микротрещин, способствуют снижению свободной поверхностной энергии тела, что уменьшает величину необходимой для разрушения работы и облегчает разбуривание горной породы. Эффективность действия понижателей твердости зависит от механических условий разрушения (прежде всего периодичности силовых воздействий), химической природы самих реагентов, их концентрации в буровом растворе и физико-химических свойств горных пород.

На поверхностях твердого тела в качестве понижателей твердости могут адсорбироваться как поверхностно-активные молекулы органических веществ (не электролитов), так и ионы электролитов.

В качестве основных понижателей твердости пород используются кальцинированная сода, едкий натр, известь негашеная и гашеная и различные мыла.

Понизители твердости пород помогают процессу дальнейшего диспергирования находящегося в круговой циркуляции бурового шлама. Это имеет особенно важное значение при бурении с промывкой забоя естественными промывочными растворами, дисперсная фаза которых образуется из частичек твердых пород, диспергированных механическим воздействием долота на забой. Применяемые для стабилизации естественных карбонатных растворов поверхностно-активные вещества проникают в трещины довольно больших частичек шлама, откалываемых от забоя ударами зубьев долота. Адсорбируясь на вновь образованных поверхностях, оказывая расклинивающее действие и понижая поверхностное натяжение, эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию шлама до частичек коллоидного размера, остающихся в системе в качестве дисперсной фазы раствора.

#### Сохранение устойчивости стенок скважины

Сохранение устойчивости стенок скважины – неперемное условие нормального процесса бурения. Причина обрушения стенок – действие горного давления. Смачивание горных пород рыхлого комплекса в процессе бурения с промывкой резко уменьшает прочность стенок скважины и, следовательно, их устойчивость. Чем дальше распространяется зона смачивания, тем интенсивнее идет процесс разрушения стенок. Этот процесс усиливается вследствие размывающего действия промывочной жидкости, наличия в ней веществ, способствующих разрушению горных пород.

Нежелательное изменение свойств пород устраняется подбором рецептуры промывочной жидкости. В частности, в нее вводят компоненты, придающие ей крепящие свойства. Кроме того, ряд промывочных жидкостей содержит твердую фазу, которая, отлагаясь при фильтрации в порах и тонких трещинах, образует малопроницаемую для жидкой фазы корку. Такая корка, обладая определенной механической прочностью, связывает слабосцементированные частицы горных пород, замедляет или полностью останавливает процесс дальнейшего распространения смоченной зоны вокруг ствола скважины.

Сохранению устойчивости стенок скважины способствует гидростатическое давление промывочной жидкости. Однако с его ростом увеличивается интенсивность проникновения промывочной жидкости в горные породы, падает механическая скорость бурения. В этих условиях еще более повышается изолирующая и закрепляющая роль фильтрационной корки.

Большее значение гидростатическое давление промывочной жидкости приобретает при бурении трещиноватых пород, а также пород и минералов, обладающих свойством медленно выдавливаться в скважину под действием горного давления (например, соли: галит, карналлит и др.). Создание достаточно высокого гидростатического давления позволит сохранить устойчивость стенок скважины в таких условиях.

## ***Создание гидростатического равновесия в системе "ствол скважины - пласт"***

В процессе бурения скважина и вскрытый пласт образуют систему пласт – скважина. Промывочная жидкость давит на стенки скважины. Жидкости или газ, находящиеся в пласте, также давят на стенки скважины, но со стороны пласта. Поскольку жидкости соприкасаются друг с другом через каналы фильтрации, пронизывающие стенки скважины, пласт и скважина представляют собой сообщающиеся сосуды.

*Если в процессе бурения давление в скважине больше пластового*, будет наблюдаться уход промывочной жидкости в пласт – поглощение. Это приводит к возникновению различного рода осложнениям в процессе бурения:

- снижается уровень жидкости в скважине, что может вызвать обвалы стенок,
- теряется дорогостоящая промывочная жидкость;
- осложняется контроль за процессом промывки;
- загрязняются подземные воды.

*Если пластовое давление больше гидростатического* давления промывочной жидкости, возникает водопроявление – жидкость из скважины поступает на поверхность. Это также приводит к нежелательным последствиям: загрязняется прилегающая к скважине территория, резко ухудшается качество промывочной жидкости, что вызывает обрушение (или пучение) стенок скважин.

В процессе бурения давление жидкости в скважине изменяется: к гидростатическому добавляется давление, величина которого зависит от выполняемых в скважине технологических операций. Поэтому возможны условия, когда при бурении поглощение периодически перемежается с водопроявлением, что также отрицательно сказывается на функциях промывочной жидкости.

Обеспечение равенства давлений в системе пласт – скважина в процессе бурения позволит избежать нежелательных осложнений при вскрытии проницаемых горных пород.

### ***Сохранение проницаемости продуктивных горизонтов***

Эта функция промывочной жидкости важна при бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. В таких скважинах обязательно проводятся исследования по оценке запасов и возможных дебитов скважин. Часть скважин может впоследствии использоваться в качестве эксплуатационных.

Так как в процессе фильтрации промывочных жидкостей на поверхности горных пород и в устьевых частях пор и трещин откладывается корка из частиц твердой фазы, продуктивность пласта в прискважинной зоне уменьшается. Это приводит к снижению дебита скважин, искажению подсчетов запасов, неправильной оценке проницаемости горных пород. Причем уменьшение проницаемости прискважинной зоны может оказаться



необратимым. Во избежание отрицательного воздействия жидкости на продуктивный пласт корка должна легко разрушаться, а твердые частицы вымываться из каналов фильтрации.

Кроме того, снижение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта возможно вследствие действия фильтрата бурового раствора на глинистый цемент пород коллекторов. Такие условия наиболее характерны для условий работы ЮКОС. Для предотвращения возможных осложнений необходимо использовать промывочную жидкость не отфильтровывающую дисперсионную среду в горные породы слагающие стенки скважины

Это достигается подбором вида твердой фазы промывочной жидкости и введением специальных компонентов.

### ***Перенос энергии от насосов к забойным механизмам***

Для эффективной работы забойных механизмов (турбобуров, гидроударников, винтовых двигателей) требуется определенная энергия, которая переносится от бурового насоса, установленного на поверхности, к забой скважины. Количество этой энергии определяется техническими характеристиками забойных механизмов и условиями бурения. Энергия, затрачиваемая на привод бурового насоса, расходуется, кроме того, на преодоление гидравлических сопротивлений при циркуляции промывочной жидкости в скважине.

Технические возможности насосов ограничены, поэтому количество подведенной к забойному двигателю энергии будет зависеть от потерь напора при циркуляции промывочной жидкости. Потери зависят при прочих равных условиях от подачи насоса и реологических свойств жидкости. Так как на подачу насоса влияют геологические условия бурения и расход жидкости, требуемый для устойчивой работы забойного механизма в нужном режиме, главным регулирующим фактором энергетических затрат остаются реологические свойства промывочной жидкости. Поэтому при использовании забойных механизмов стремятся максимально уменьшать реологические параметры промывочных жидкостей, учитывая при этом и другие их функции.

### ***Обеспечение проведения геофизических исследований***

При бурении скважин и по достижении проектной глубины обязательно проводится комплекс геофизических исследований, позволяющих уточнить геологический разрез и измерить ряд важных характеристик пласта. Эффективность таких исследований зависит от качества промывочной жидкости. Так, при повышенных реологических параметрах геофизические приборы могут зависать в скважине, в то время как бурильный -: инструмент опускается свободно. В отдельных случаях параметры промывочных жидкостей влияют и на показания приборов. Все эти обстоятельства должны учитываться при выборе качества промывочной жидкости.

### ***Предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа***

Коррозия бурильного инструмента и оборудования вызывается в основном действием солей, а также кислорода воздуха, растворенных в промывочной жидкости. Реже коррозия происходит под действием сероводорода, поступающего в промывочную жидкость из горных пород.

Абразивный износ вызывается твердыми частицами, попадающими в промывочную жидкость либо при приготовлении" либо в процессе бурения. Совместное действие абразивного износа и коррозии усиливает процесс разрушения металла, приводит к преждевременному выходу из строя инструмента и оборудования, поломкам и авариям. Поэтому при выборе промывочной жидкости необходимо учитывать ее коррозионную и абразивную активность. Коррозионную активность снижают введением специальных добавок – ингибиторов коррозии. Для уменьшения абразивного износа промывочные жидкости следует регулярно очищать на поверхности от твердых абразивных частиц.

### ***Закупоривание каналов с целью снижения поглощения бурового раствора и водопритоков***

Буровой раствор должен обладать закупоривающими свойствами. Это достигается введением измельченных веществ- наполнителей. Отлагаясь в сужениях трещин, частицы наполнителя создают каркас, на котором осаждается твердая фаза, формируя изоляционные тампоны. Постепенно такие тампоны смыкаются, образуя в поглощающем пласте вокруг скважины водонепроницаемую завесу.

Частицы наполнителя должны равномерно распределяться в жидкости, поэтому необходимо, чтобы жидкость обладала определенной структурой, препятствующей осаждению наполнителя. Размеры частиц наполнителя и его концентрация не должны существенно ухудшать работу буровых насосов.

### ***Предотвращение газо-, нефте-, водо проявлений***

Газ, нефть, или вода, с которой сталкиваются в проницаемых породах, пронизанных буровым долотом обычно предотвращается от течения (фонтанирования) в отверстие давлением, проявленным столбом промывочной жидкости. Количество этого гидростатического давления зависит в значительной степени от плотности промывочной жидкости и высоты столба жидкости. Давление в стволе скважины также зависит до некоторой степени от давления от ударной нагрузки, вызванных циркулирующей глинистым раствором и движением бурильной трубы. Давление от ударной нагрузки, по очереди, связаны с пластической вязкостью, пределом текучести, и предельным статическим напряжением сдвига глинистого раствора.

### ***Снижение коэффициента трения***

Один из наиболее прогрессивных методов снижения коэффициента трения является введение в них специальных органических или комбинированных добавок, в результате чего образуется эмульсия, обладающая смазочными свойствами. Такие промывочные жидкости обеспечивают ряд дополнительных положительных эффектов: увеличение

механической скорости, повышение стойкости бурильных труб, снижение затрат мощности на вращение колонны бурильных труб, снижение потерь напора при циркуляции.

**Сохранение заданных технологических характеристик**

В процессе бурения раствор как можно более длительное время должен сохранять предусмотренные проектом технологические свойства. В противном случае он перестанет выполнять необходимые функции, что может привести, с одной стороны, к возникновению осложнений и аварий, а с другой, к необходимости дополнительной его обработки химическими реагентами, что вызывает увеличение стоимости буровых работ.

**Экологическая чистота**

При бурении наклонно-направленных скважин буровой раствор может попадать в водоносные горизонты, в русло рек и разливаться по поверхности в прирусловой зоне. По этой причине (несмотря на мероприятия по предупреждению этих явлений) раствор не должен оказывать губительное влияние на окружающую среду – должен быть экологически безопасным.

Для этой цели буровой раствор должен изготавливаться из нетоксичных материалов, не способных создавать ядовитые соединения. Токсичность материалов и их соединений должна контролироваться на этапе проектирования.

**Экономическая эффективность**

При условии выполнения буровым раствором всех вышеперечисленных функций он должен иметь минимально возможную стоимость. Это обеспечивается оптимальным подбором рецептуры приготовления бурового раствора и применением наиболее дешевых материалов для его производства (без ущерба качеству).

Таким образом оптимальный процесс промывки скважин обеспечивается правильным сочетанием вида бурового раствора, режима промывки (подачи насоса) и организационных мер по поддержанию и регулированию свойств раствора в процессе бурения. Только такое сочетание позволит эффективно реализовать технологические функции процесса промывки.

В зависимости от геологического разреза и физико-механических свойств горных пород конкретного района работ одни функции промывочной жидкости являются главными, другие - второстепенными. Необходимый комплекс функций процесса промывки предъявляет к промывочному агенту требования, для удовлетворения которых он должен иметь определенные свойства. Эти свойства обуславливают вид промывочной жидкости.

## **6.5. Классификация буровых растворов**

В практике бурения в качестве буровых растворов используются:

- 1) вода;
- 2) водные растворы;

3) водные дисперсные системы на основе:

- добываемой твердой фазы (глинистые, меловые, сапропелевые, комбинированные растворы);
- жидкой дисперсной фазы (эмульсии);
- конденсированной твердой фазы;
- выбуренных горных пород (естественные промывочные жидкости);

4) дисперсные системы на углеводородной основе;

5) сжатый воздух.

В исключительных условиях для промывки скважин используются углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть);

Все дисперсные системы с твердой фазой могут быть с малым (до 7%), нормальным (до 20 – 22%) и повышенным содержанием (более 20 – 22%) твердой фазы.

Буровые растворы в определенных условиях могут искусственно насыщаться воздухом и переходят в категорию аэрированных. В воде и водных растворах воздух в зависимости от его содержания может выступать в качестве дисперсной фазы или дисперсионной среды. В последнем случае промывочные жидкости называют *пенами*.

По назначению буровые растворы подразделяются на:

- 1) жидкости для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы);
- 2) жидкости для осложненных геологических условий бурения.

## **6.6. Параметры буровых растворов и методы их измерения**

Буровой раствор не может в одинаковой мере выполнять все функции. И главное не всегда это необходимо. Поэтому для конкретных условий бурения определяется набор основных функций бурового раствора и те свойства, которые обеспечат их выполнение. Задаче получения заданных свойств должны быть подчинены все работы по подбору рецептур (состава) раствора и их регулированию. При этом необходимо сохранить на приемлемом уровне остальные параметры промывочного агента.

Заданные свойства жидкости получают, подбирая состав и вид компонентов. Наибольшую сложность представляет получение дисперсных буровых растворов, так как здесь очень важное значение имеет степень дисперсности твердой фазы и характер ее взаимодействия с остальными компонентами. Изменяя степень дисперсности, можно при одном и том же составе бурового раствора в широких пределах варьировать некоторыми и в первую очередь реологическими свойствами промывочного агента.

В процессе бурения буровой раствор взаимодействует с разбурываемыми породами, пластовыми водами, подвергается воздействию механических нагрузок, температуры, давления, атмосферного воздуха, осадков. В нем происходят внутренние процессы, связанные с ослаблением

электрических зарядов на частицах и старением составляющих компонентов. Все это приводит к ухудшению свойств раствора, он теряет способность выполнять необходимые функции. Поэтому в процессе бурения требуется восстанавливать и поддерживать его необходимые свойства.

Нередко чередование пород в геологическом разрезе вызывает необходимость в изменении некоторых функций бурового раствора. Поэтому, если можно не заменять раствор, его свойства регулируют в процессе бурения на подходе к соответствующему интервалу.

Таким образом, необходимость в регулировании свойств бурового раствора возникает в следующих случаях:

- 1) при приготовлении - для получения раствора с заданными свойствами;
- 2) в процессе бурения - для поддержания требуемых функций;
- 3) в процессе бурения - для изменения параметров применительно к изменяющимся геологическим условиям.

Свойства бурового раствора регулируют:

химической обработкой (путем введения специальных веществ - реагентов);

физическими методами (разбавление, концентрирование, диспергация, утяжеление, введение наполнителей);

физико-химическими методами (комбинация перечисленных методов).

Таким образом, чтобы буровые растворы в процессе бурения скважины выполняли требуемые функции, необходимо выбирать основные материалы для их приготовления, специально обрабатывать с помощью химических реагентов, вводить вещества, предназначенные для регулирования их свойств, и т. д.

Условия бурения скважин (глубина, диаметр, температура, порядок расположения и свойства разбуриваемых пород) весьма различны не только для разных месторождений, но и для отдельных участков одного месторождения. Поэтому буровые растворы также должны обладать различными свойствами не только на разных участках бурения, но и по мере углубления данной скважины. Чем лучше способность бурового раствора выполнять в данной скважине определенные функции, тем выше ее качество. Однако самый высококачественный для данной скважины буровой раствор для другой скважины в других условиях бурения может оказаться не только низкокачественным, но и непригодным. Это обстоятельство объясняет необходимость определения параметров бурового раствора на *этапе проектирования*.

В процессе бурения на буровой раствор влияет выбуренная порода: частично путем распускания в жидкости, частично путем химического воздействия.

Буровой раствор могут разбавлять пластовые воды.

На нее воздействует высокая пластовая температура.

В процессе всех этих воздействий в буровом растворе происходят

сложные физико-химические процессы, изменяющие ее свойства. В связи с этим необходимо *контролировать* способность раствора осуществлять необходимые функции путем измерения ее параметров в процессе бурения скважины и при необходимости восстанавливать их соответствующими способами.

Требования к методам измерения свойств буровых растворов:

1. Измеряемые параметры должны быть общепринятыми, обязательными для всех организаций и предприятий бурения, иначе невозможно создать рекомендации по регулированию параметров в разных районах.

2. Методы измерения параметров должны быть едиными, в противном случае невозможно сравнивать характеристики буровых растворов, используемых в различных районах.

3. Методы измерения должны быть доступными для применения непосредственно у бурящихся скважин, так как может быть нарушена оперативность регулирования их, а следовательно, и технология бурения.

4. Принятые методы должны быть оперативными: продолжительность измерения параметров должна быть меньшей, чем время, в течение которого может измениться состояние бурящейся скважины, иначе в скважине могут возникнуть осложнения раньше, чем будет отмечено несоответствие параметров требованиям.

5. В принятых методах необходимо предусматривать такие способы отбора проб циркулирующего раствора и такие способы измерения, которые обеспечат получение характеристик, соответствующих характеристикам жидкости, циркулирующей в скважине и осуществляющей необходимые функции; наиболее правильно измерять их при тех же температуре и давлении, которые соответствуют данной глубине скважины; строгое соответствие осуществить практически невозможно, поэтому процессы измерения параметров, отображающих отдельные функции или группы функций бурового раствора, условно моделируют поведение бурового раствора в скважине. Чем ближе эти модели к оригиналу, т. е. к условиям, в которых находится раствор в скважине, тем правильнее характеризуются его свойства.

### **6.7. Отбор пробы бурового раствора и подготовка ее к измерению**

Чтобы свойства пробы бурового раствора соответствовали свойствам циркулирующей жидкости и хранящейся в емкости или земляном амбаре, необходимо уточнять место отбора пробы, ее объем и время между отбором пробы и ее анализом.

Когда требуются сведения о жидкости, циркулирующей в скважине, пробу следует отбирать вблизи места ее выхода из скважины (устья) до того, как она прошла очистные устройства, дегазаторы. Пробу необходимо отбирать только во время циркуляции.

Для получения характеристик жидкости, закачиваемой в скважину, пробу отбирают в конце желобов, по которым она подается к приемам насосов. При необходимости характеризовать неоднородность циркулирующего бурового раствора, содержащей отличающиеся от всей жидкости так называемые «пачки», пробы отбирают на устье скважины из этих «пачек».

Если анализ производят непосредственно у буровой, пробу отбирают в количестве, необходимом для одного анализа. Если пробу отбирают для анализа в лаборатории, удаленной от буровой, объем ее составляет 3 - 5 л. Для получения этого объема через каждые 5 - 15 мин отбирают по 0,5 л жидкости и сливают в одну посуду, например ведро, пропуская ее при этом через сетку от вискозиметра.

Перед отбором проб из емкостей, в которых хранится буровой раствор, содержимое перемешивают с помощью насосов до тех пор, пока весь ее объем не станет однородным. Об этом должно свидетельствовать совпадение основных характеристик по крайней мере двух проб, взятых из разных, удаленных друг от друга участков хранилища (вязкость различается не более чем на 5%).

Существенную роль играет время между отбором пробы и анализом. Газ, вынесенный буровым раствором из скважины, может быстро улечься, в результате чего увеличивается ее плотность. Нагретый буровой раствор остывает, и многие характеристики ее изменяются, особенно это сказывается на величинах плотности, вязкости и содержания газа. Поэтому их определяют непосредственно у желобов буровой.

## **6.8. Промысловые испытания бурового раствора**

Часть свойств бурового раствора могут измеряться буровой бригадой, обычно это плотность бурового раствора, условная вязкость, и водоотдача. Кроме того, бригадой могут измеряться содержание песка, а также концентрацию солей и щелочность раствора

Однако для качественного управления свойствами бурового раствора, позволяющего обеспечивать эффективное выполнение им заданных функций, такого набора параметров явно недостаточно.

### **6.8.1. Удельный вес и плотность бурового раствора**

Удельный вес - вес 1  $см^3$  промывочной жидкости - обозначается  $Y$  и выражается в  $г/см^3$ . Под плотностью понимают величину, определяемую отношением массы тела к его объему. Обозначается она  $\rho$  и выражается в  $г/см^3$ .

Удельный вес характеризует способность промывочной жидкости осуществлять в скважине гидродинамические и гидростатические функции:

1) удерживать во взвешенном состоянии и выносить из скважины

частицы породы наибольшего размера;

2) создавать гидростатическое давление на стенки скважины, рассчитанное, исходя из необходимости предотвращения поступления в ствол скважины нефти, газа или воды из пласта и сохранения целостности стенок скважины;

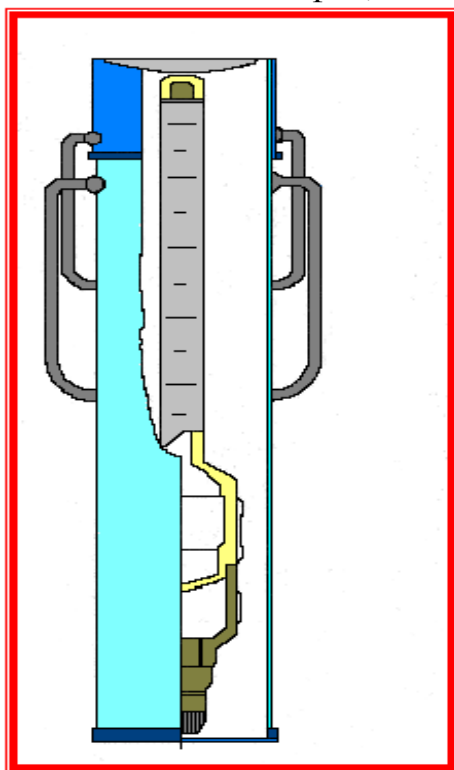


Рис. 6.2. Прибор АБР-1

3) обеспечивать снижение веса колонны бурильных и обсадных труб, в связи с чем уменьшается нагрузка на талевую систему буровой.

Плотность промывочной жидкости, содержащей газ, называют кажущейся, а плотность жидкости, не содержащей газа, истинной. Процесс измерения плотности основан на определении гидростатического давления на дно измерительного сосуда. Перед измерением промывочную жидкость пропускают через сетку вискозиметра ВБР-1.

**Прибор АБР-1.** В комплект входит собственно ареометр и удлиненный металлический футляр в виде ведерка с крышкой, служащей пробоотборником для раствора (рис. 6.2.).

Прибор состоит из мерного стакана, доннышка, поплавка, стержня и съемного калибровочного груза.

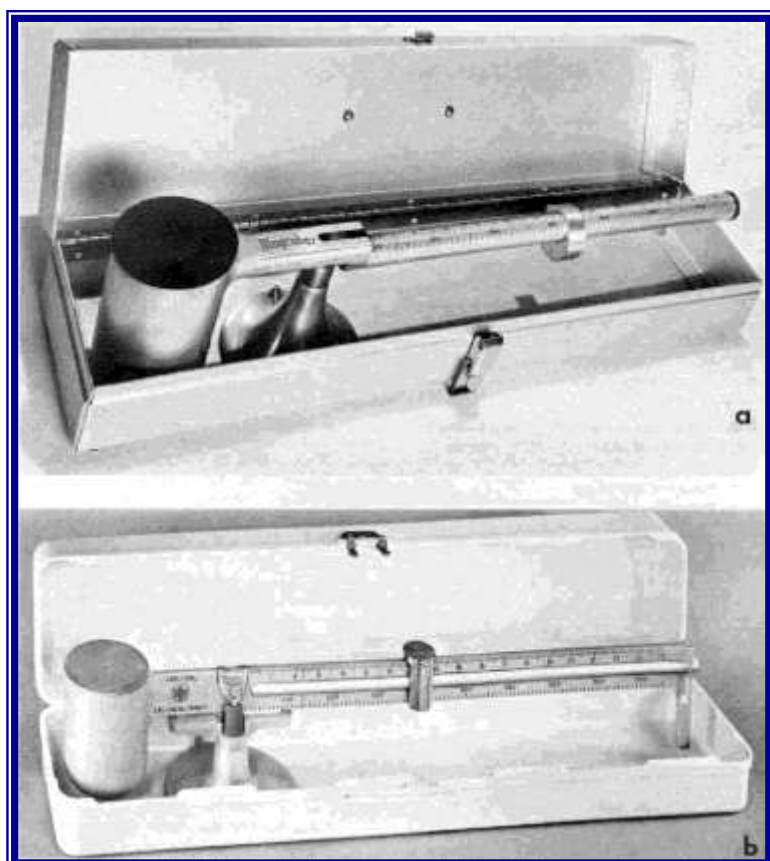


Рис. 6.3. Рычажный плотномер

Кроме ареометра поплавкового типа для определения плотности бурового раствора может быть использован рычажный плотномер (рис 6.3.).

### 6.8.2. Стабильность и суточный отстой

Эти параметры используются в качестве технологических показателей устойчивости промывочной жидкости как дисперсной системы.



Показатель стабильности  $C$  измеряется с помощью прибора ЦС-2 (рис. 6.4.), представляющего собой металлический цилиндр объемом  $800 \text{ см}^3$  со сливным отверстием в середине. При измерении отверстие перекрывают резиновой пробкой, цилиндр заливают испытуемым раствором, закрывают стеклом и оставляют в покое на 24 ч. По истечении этого срока отверстие открывают и верхнюю половину раствора сливают в отдельную емкость. Ареометром определяют плотность верхней и нижней частей раствора. За меру стабильности принимают разность плотностей раствора в нижней и верхней частях цилиндра.

Чем меньше значение  $C$ , тем стабильность раствора выше.

Суточный отстой измеряют с помощью стеклянного мерного цилиндра

объемом  $100 \text{ см}^3$ , обозначают буквой  $\theta$  (рис. 6.5.).

И

спытываемую

жидкость осторожно наливают в мерный цилиндр до отметки  $100 \text{ см}^3$ , определяют величину слоя прозрачной воды, выделившейся в верхней части цилиндра. Отстой выражают в процентах выделившейся жидкости от объема пробы. Чем меньше суточный отстой, тем устойчивее, стабильнее промывочная жидкость.

Эти параметры следует измерять при температурах, соответствующих температуре раствора в скважине.

Стабильным считается раствор, у которого  $C = 0,02-0,03 \text{ г/см}^3$ ,  $\theta = 3-4\%$ .

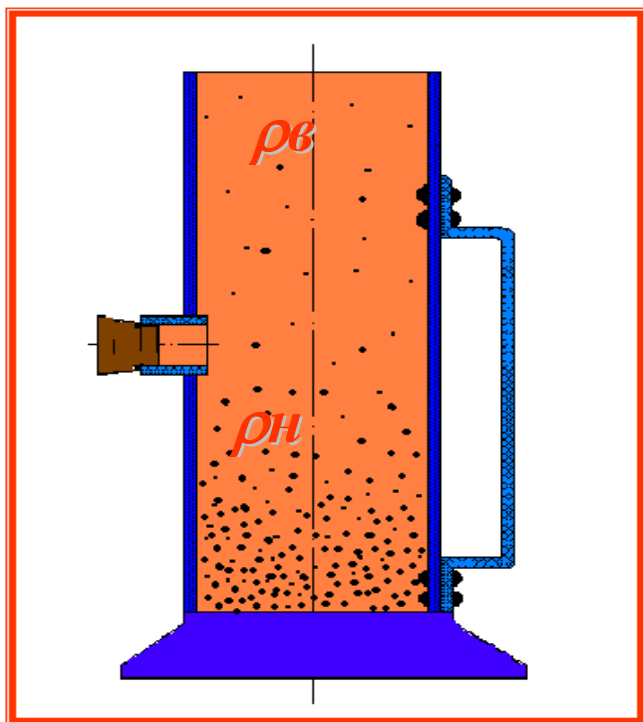


Рис. 6.4. Цилиндр стабильности, ЦС-2

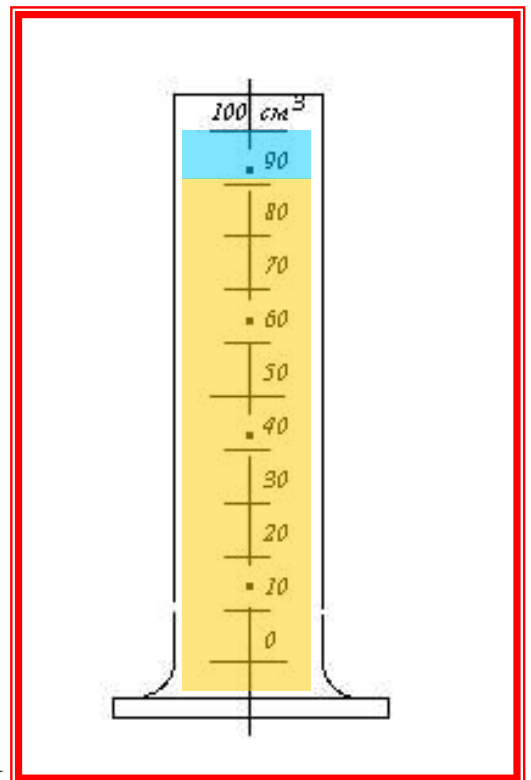


Рис. 6.5. Прибор для определения суточного отстоя

### 6.8.3. Реологические свойства бурового раствора

Наиболее широко используемые в настоящее время буровые растворы представляют собой жидкости, содержащие дисперсную фазу. Как и обычные жидкости, они обладают подвижностью, т.е. способностью течь. При этом первоначальное расположение частиц жидкости изменяется, происходит деформация. Наука о деформации и течении тел называется реологией, а свойства тел, связанные с течением и деформацией, называются реологическими. Они характеризуются определенными величинами, не зависящими от условий их измерения и конструкции измерительных приборов. Такие величины называют реологическими константами.

Реологические свойства буровых растворов оказывают преобладающее влияние:

- на степень очистки забоя скважины от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента
- транспортирующую способность потока
- величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины
- величину гидродинамического давления на ее стенки и забой в процессе бурения
- амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении СПО и проработке скважины с расхаживанием бурильной колонны
- интенсивность обогащения бурового раствора шламом
- скорость эрозии стенок скважин и др.

Изучение реологических свойств дисперсных систем основано на выявлении закономерностей связи между силами (напряжениями), вызывающими течение жидкости, и получаемыми при этом скоростями течения (деформациями).

Перечень основных и производных от них показателей, характеризующих реологические свойства буровых растворов, определяется выбором реологической модели.

Среди известных реологических моделей буровых растворов наибольшим распространением в отечественной и зарубежной практике пользуются модели Бингама - Шведова и Оствальда - де Ваале:

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma}$$

$$\tau = k \cdot (\dot{\gamma})^n$$

где  $\tau$  - касательное напряжение сдвига, дПа;

$\gamma$  - скорость сдвига, мПа\*с;

$\eta$  - пластическая вязкость ПВ, мПа\*с;

$\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига ДНС, дПа;

$n$  - показатель неньютоновского поведения ПНП;

$k$  - показатель консистенции ПК, мПа\*с.

С помощью величин реологических характеристик можно определять коллоидно-химические свойства дисперсных систем, что очень важно для оценки качества промывочных жидкостей и выбора методов регулирования их свойств.

### УСЛОВНАЯ ВЯЗКОСТЬ

Стандартные полевые измерения вязкости бурового глинистого раствора проводятся с помощью вискозиметра буровых растворов ВБР-1 или воронкой Марша



Рис. 6.6. Ротационные вискозиметры

пужающий для измерения условной вязкости, но соединенной трубки, сетки и мерной кружки. Взяв в руку воронку, устанавливают сетку на отверстие пальцем правой руки и заливают через нее до верхней кромки вискозиметра. Подставив вискозиметр, убирают палец и одновременно секундомер. Воронку необходимо держать в наклонение не более  $10^0$ ). Когда мерная кружка наполняется секундомер, а отверстие воронки вновь отделяется временем истечения  $500 \text{ см}^3$  раствора вискозиметра



Рис 6.7. Воронка МАРША, для определения условной вязкости

За исходный результат принимают среднее значение результатов трех измерений, отличающиеся между собой не более чем на 2 с.

#### 6.8.4. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И КОРКООБРАЗУЮЩИЕ СВОЙСТВА

Процессы фильтрации называют процесс разделения фаз дисперсной системы, происходящий при движении системы через пористую среду, размер пор которой того же порядка, что и размер частиц дисперсной фазы или меньше их.

Дисперсная система находится при этом по одну сторону пористой среды и с этой же стороны имеется превышение давления, вызывающее процесс фильтрации. В результате движения дисперсной системы через пористую среду в порах и на поверхности пористого тела задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку. Последняя также содержит и некоторое количество дисперсионной среды, но значительно меньше, чем исходная дисперсная система.

Дисперсная система состоит из частиц, которые принадлежат к одной из двух групп. В первой средний размер частиц меньше, чем средний размер пор. Такие частицы проходят в пористую среду на некоторую глубину и создают корку внутри пористого тела. Более крупные частицы не проходят в пористую среду и образуют корку на ее поверхности. Проходы, остающиеся в фильтрационной корке между более крупными частицами дисперсной фазы, перекрываются более мелкими частицами.

В продолжающемся процессе фильтрации жидкость проходит через образовавшуюся фильтрационную корку, оставляя на ней все новые и новые частицы; толщина фильтрационной корки непрерывно растет, а ее проницаемость (способность пропускать через себя фильтрат) снижается в связи с увеличением гидравлических сопротивлений.

Поэтому фильтрация есть процесс, затухающий во времени. Объем фильтрата, накапливающегося во времени, пропорционален корню квадратному из продолжительности фильтрации. Если на логарифмической бумаге откладывать продолжительность фильтрации и объем фильтрата, соответствующий ей, получится прямая линия, позволяющая определить объем фильтрата через заданный промежуток времени.

Объем фильтрата принято измерять через 30 мин после начала процесса. Логарифмическая зависимость позволяет ускорить измерение: объем фильтрата, выделившийся через 7,5 мин, практически равен половине объема, получаемого после 30 мин фильтрации.

На свойствах фильтрационной корки сказывается изменение скорости фильтрации во времени. Часть корки, которая прилегает к поверхности пористого тела, более уплотнена, обладает наименьшей влажностью и наибольшей прочностью. Чем ближе к исходной дисперсной системе, тем более рыхлой будет часть корки, тем ближе ее состав к составу дисперсной системы. Однако между коркой и системой существует граница раздела, на которой свойства дисперсной системы скачкообразно изменяются. Иногда

эту границу трудно заметить вследствие тиксотропного упрочнения дисперсной системы.

Скорость фильтрации в значительной степени зависит от дисперсности частиц фильтрующейся системы. Чем меньше размер частиц (когда частицы крупнее пор), тем меньше скорость фильтрации. Когда размер частиц меньше, чем размер пор, скорость фильтрации с уменьшением размера частиц снова возрастает. Скорость фильтрации полидисперсной системы меньше, чем монодисперсной. Это объясняется тем, что более мелкие частицы будут перекрывать просветы между более крупными. Поэтому в распределении частиц дисперсной фазы по их размерам существуют оптимальные соотношения, обеспечивающие наименьшую скорость фильтрации. Для таких соотношений каждая группа более мелких частиц обеспечивает перекрытие просветов между частицами следующей группы частиц большего размера.

Кроме этого способа уменьшения скорости фильтрации существуют и физико-химические способы. Так, если частицы дисперсной фазы не защищены от коагуляции, они будут слипаться друг с другом и образовывать рыхлые агрегаты, легко проницаемые для дисперсионной среды. Фильтрационная корка, образованная такими агрегатами, также будет легко пропускать через себя фильтрат.

Принятие мер, обеспечивающих защиту частиц дисперсной фазы от агрегативной неустойчивости, обеспечивает получение дисперсной системы, не содержащей рыхлых агрегатов.

Фильтрационная корка в такой системе будет образована частицами, плотно прилегающими друг к другу, а следовательно, будет малопроницаемой. В отличие от рыхлой упаковки частиц в корке, образованной агрегатами, эту упаковку называют компактной. Когда защита обеспечивается добавлением высокомолекулярных и высоко гидрофильных органических соединений, их частицы также принимают участие в процессе коркообразования, заполняя более мелкие просветы, остающиеся между частицами дисперсной фазы, и еще более снижая проницаемость корки.

Следующим фактором, определяющим скорость фильтрации, является вязкость дисперсионной среды. С увеличением вязкости сопротивление фильтрата течению через поры фильтрующей поверхности возрастает, а следовательно, уменьшается скорость фильтрации. Указанные высокомолекулярные органические соединения при растворении в воде значительно повышают вязкость, снижая скорость фильтрации.

На процесс фильтрации существенно влияет величина давления, перепад которого и вызывает фильтрацию. По характеру этого влияния все фильтрационные корки делятся на несжимаемые и сжимаемые.

Во первых скорость фильтрации возрастает с увеличением перепада давления сначала быстро, затем все медленнее. Для сжимаемых корок вначале зависимость та же, однако при достижении определенного критического давления на корку, образованную в этих случаях частицами,

слабо связанными друг с другом, последние перегруппировываются, обеспечивая более компактную упаковку. Скорость фильтрации снижается.

Значительно влияет на процесс фильтрации температура.

Различают статическую и динамическую фильтрацию. В первом случае единственным видом движения дисперсной системы над фильтрующей поверхностью является ее постепенное поступление в пористую среду. При динамической фильтрации дисперсная система принудительно, например с помощью мешалки, перемещается относительно фильтрующей поверхности и при достаточно высокой скорости размывает фильтрационную корку. Уменьшение толщины последней вызывает рост скорости фильтрации.

Существующие приборы для измерения водоотдачи делятся на работающие под давлением и работающие под вакуумом. Первые

подразделяются на приборы, измеряющие статическую водоотдачу, и приборы, измеряющие динамическую водоотдачу (в процессе циркуляции над фильтром). Последние сложны и пока используются лишь в научных исследованиях наиболее распространенным в практике разведочного бурения приборам относятся ВМ-6 (рис. 6.8.), в которых водоотдача измеряется в статическом состоянии при перепаде давления 0,1 МПа. За показатель фильтрации принимается количество жидкости, отфильтровавшейся через круглый бумажный фильтр площадью 28 см<sup>2</sup> за 30 мин.

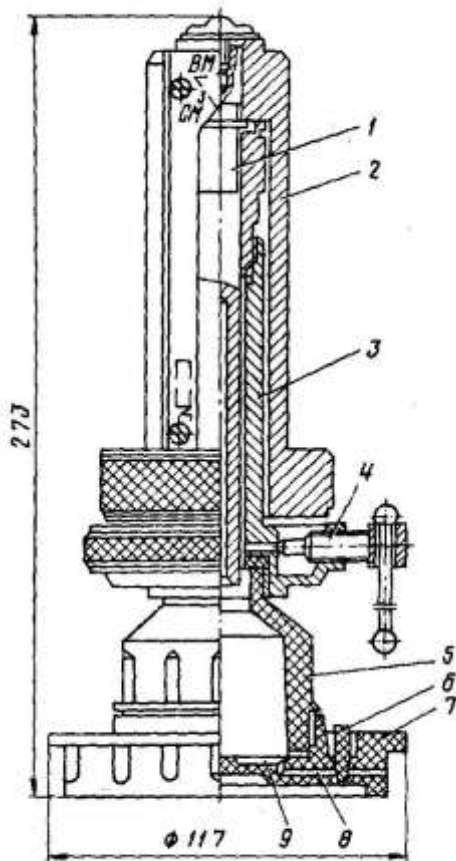


Рис. 6.8. Конструкция прибора ВМ-6

#### 6.8.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИПКОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ

Неоднократно предпринимались попытки ввести в практику исследования буровых растворов определение такого параметра, как липкость глинистой корки.

Однако из-за несовершенства предложенных методов и конструкций приборов определение и анализ этого показателя свойств раствора распространения на промыслах не получили.

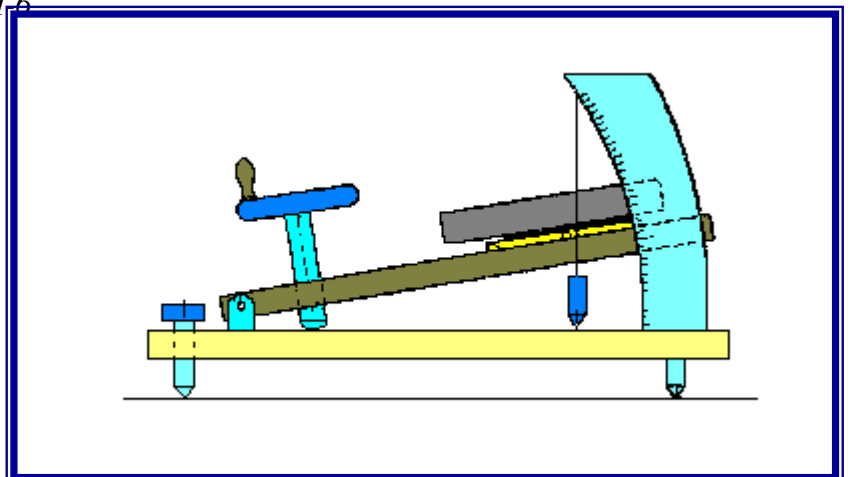


Рис. 6.9. Прибор для определения липкости глинистой корки

Липкость определяют следующим образом (рис. 6.9.). Фильтр с глинистой коркой кладут на столик. На корку кладут стальной брусок квадратного сечения со стороной квадрата, равной 10 мм; вес бруска 6 г, длина 64 мм. Вращением упорного винта увеличивают угол отклонения столика от горизонтали. С увеличением угла отклонения увеличивается составляющая сила тяжести бруска, стремящаяся сдвинуть брусок с глинистой корки. Когда эта составляющая сила преодолет липкость корки, брусок соскользнет с нее. Тангенс угла наклона, при котором брусок соскользнет с глинистой корки, считается показателем липкости корки. Шкала прибора отмечает не величину угла отклонения, а его тангенс.

Этот метод определения липкости глинистой корки может быть применен и для фильтрационных корок промывочных жидкостей других видов.

#### 6.8.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПЕСКА

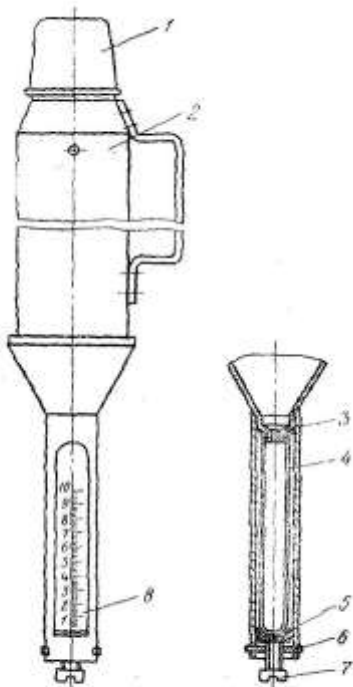


Рис. 6.10. OM-2

Под песком понимается количество (объем) всех крупных частиц, имеющих в промывочной жидкости. Сюда относятся собственно песок, грубодисперсные частицы выбуренной породы и исходной твердой фазы промывочной жидкости. Содержание песка обозначается обычно буквой П, измеряется в %.

Таким образом, содержание песка характеризует устойчивую загрязненность промывочной жидкости твердыми включениями. Чрезмерное содержание песка приводит к абразивному износу гидравлического оборудования и бурового снаряда, уменьшению механической скорости бурения. Содержание песка определяют с помощью отстойника OM-2.

Для промывочных жидкостей нормальным считается содержание песка до 4%.

#### 6.8.7. СОДЕРЖАНИЕ ГАЗА

Содержание газа в растворе обозначается буквой Г и измеряется в процентах (%). Пузырьки, находящиеся в промывочной жидкости, могут состоять из естественного газа, проникшего в жидкость из стенок скважины или из выбуренной породы. В некоторых случаях газ находится в растворенном состоянии и вследствие уменьшения давления по сравнению с давлением в скважине вскипает, образуя пузырьки. Иногда это пузырьки воздуха, захваченного на дневной поверхности или внесенного насосами, которые захватывают воздух при незаполненных приемах.

Наличие пузырьков в промывочной жидкости легко обнаружить, нанеся небольшое количество ее на стеклышко, по поверхности которого жидкость может стекать. Пузырьки видны при рассмотрении жидкости на свету. Их можно заметить также на поверхности жидкости, протекающей по желобам или стекающей по доске, лопате при извлечении их из жидкости, при этом наблюдается рябь, напоминающая кипение жидкости. Содержание газа необходимо знать, чтобы контролировать начинающееся газопроявление в скважине и способность жидкости оказывать на забой давление. Присутствие газа ухудшает работу насосов, увеличивает вязкость промывочной жидкости.

#### *Метод разбавления*

Метод основан на разбавлении промывочной жидкости водой, в результате чего пузырьки приобретают способность всплывать, уменьшая кажущийся объем промывочной жидкости. В мерный цилиндр с притертой пробкой (емкостью 250 мл) вносят отмеренные мензуркой 50 мл промывочной жидкости и добавляют 200 мл воды, часть которой перед этим используют на обмывание мензурки с остатками промывочной жидкости. Цилиндр закрывают пробкой, энергично взбалтывают его в течение 1 мин и оставляют в покое. После того как пена опадет, измеряют объем жидкости в мерном цилиндре. Этот объем будет меньше суммарного (250 мл) на величину объема газа. Содержание газа определяют по формуле

$$G = 2 (250 - P),$$

где  $P$  объем, занятый жидкостью после удаления газа.

### 6.8.8. ВОДОРОДНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ( $pH$ )

Наличие в промывочной жидкости водородных ионов связано с процессом диссоциации воды, являющейся слабодиссоциирующим веществом: в 1 л при 22<sup>0</sup>C диссоциирует  $1 \cdot 10^{-7}$  моля с образованием  $1 \cdot 10^{-7}$  моля водорода  $H^+$  и  $1 \cdot 10^{-7}$  моля гидроксидной группы  $OH^-$ . Концентрацию диссоциированных молекул  $H_2O$  в воде и разбавленных водных растворах можно считать величиной постоянной. Произведение концентраций водородных и гидроксидных ионов, так называемое ионное произведение воды, также постоянно. Численное значение его при 22<sup>0</sup>C равно  $1 \cdot 10^{-14}$ .

Если в водных растворах концентрация водорода и гидроксидной группы одинакова (каждая равна  $1 \cdot 10^{-7}$  моль/л), такие растворы являются нейтральными.

В кислых растворах концентрация водородных ионов превышает  $1 \cdot 10^{-7}$  моль/л, в щелочных растворах концентрация ионов гидроксидной группы больше концентрации водорода.

Кислотность и щелочность раствора можно выражать либо через концентрацию ионов  $H^+$ , либо через концентрацию ионов  $OH^-$ . На практике для этого обычно пользуются концентрацией  $H^+$ .



Чтобы избежать неудобств, связанных с применением степенных отрицательных чисел, концентрацию водородных ионов принято выражать ее логарифмом с обратным знаком и называть водородным показателем

$$pH = -\lg [H^+]$$

В нейтральных растворах  $pH=7$

В кислых  $pH<7$  и уменьшается с ростом кислотности.

В щелочных растворах  $pH>7$  и повышается с увеличением щелочности.

Концентрация водородных ионов  $pH$  важный показатель, определяющий характер физико-химических процессов в промывочной жидкости и необходимость обработки ее реагентами. В каждой дисперсной системе при определенных значениях концентрации водородных ионов наступает максимум и минимум стабильности.

Для различных промывочных жидкостей существует своя оптимальная концентрация водородных ионов, при которой они наиболее полно удовлетворяют требованиям технологии бурения в конкретных геолого-технических условиях. Контроль за величиной  $pH$  позволяет определить причины изменения свойств промывочной жидкости в процессе бурения и принять меры по восстановлению ее качества. Концентрацию водородных ионов промывочных жидкостей измеряют *колориметрическим* и *электрометрическим* способами.

*Колориметрический способ* основан на применении индикаторов. При этом способе используют наборы индикаторов и буферных растворов различных реактивов с определенными значениями  $pH$ . Фильтрат, полученный при измерении водоотдачи, наливают в пробирку, добавляют в нее раствор индикатора и сравнивают цвет жидкости в этой пробирке с



Рис. 6.11. Полевой  $pH$ -метр

цветом эталонных буферных растворов с индикаторами или с эталонной цветной шкалой, на которой указаны значения  $pH$ , соответствующие той или иной окраске. Более удобен

колориметрический способ измерения  $pH$  с использованием набора индикаторной бумаги и эталонных цветных шкал. При измерении полоску индикаторной бумаги осторожно укладывают на поверхность промывочной

жидкости. Когда полоска пропитывается жидкостью и цвет ее перестанет изменяться, прикладывают ее к эталонной шкале и по шкале определяют величину  $pH$ , соответствующую данной интенсивности окраски.

Если подобрать подходящий цвет по шкале не удастся, это значит, что сорт бумаги был выбран неправильно, опыт нужно повторить, взяв соответствующую бумагу. Колориметрический метод имеет невысокую точность ( $+0,5 \text{ pH}$ ) и чаще применяется в полевых условиях.

*Электрометрический способ* используется для более точного определения  $\text{pH}$  в лабораториях на специальных приборах *pH-метрах* (рис. 6.11.), например *pH-262*. Здесь для измерения величины  $\text{pH}$  используется система со стеклянным электродом, электродвижущая сила которой зависит от активности ионов водорода в растворе. При погружении электрода в раствор между поверхностью шарика электрода и раствором происходит обмен ионами, в результате которого ионы лития в поверхностных слоях стекла замещаются ионами водорода и стеклянный электрод приобретает свойства водородного электрода.

Прибор позволяет выполнить измерения  $\text{pH}$  с точностью до 0,01 единицы.

#### 6.8.9. СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И КОАГУЛЯЦИЯ

По агрегатному состоянию и механическим свойствам дисперсные системы могут быть разделены на две группы: 1) свободнодисперсные, или бесструктурные, и 2) связнодисперсные, или структурированные.

Свободнодисперсные системы отличаются подвижностью и не оказывают сопротивления сдвигу. Частицы дисперсной фазы такой системы находятся в относительно свободном состоянии, под влиянием внешних сил двигаются независимо одна от другой и не связаны в общую структурированную систему. Называются такие системы *золями*. Если дисперсионной средой является вода, то система носит название гидрозоль, если какая-либо органическая жидкость - органозоль и т. д.

Механические свойства этих систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды. Если буровой раствор, например водный карбонатный раствор, представляет собой в каком-либо конкретном случае свободнодисперсную, бесструктурную систему, то его механические свойства аналогичны свойствам дисперсионной среды. Он также не оказывает сопротивления сдвигу, т. е. не обладает механической прочностью, и является водной суспензией с низкой вязкостью, без загустевания при спокойном стоянии и без разжижения при движении.

Вязкость таких систем изменяется только при изменении количества дисперсной фазы, приходящейся на единицу объема. С увеличением объема частиц дисперсной фазы за счет заполнения части объема дисперсионной среды повышается вязкость системы.

Связнодисперсные, структурированные системы называются *гелями*.

В этих системах частички дисперсной фазы связаны между собой молекулярными силами сцепления и образуют пространственные структуры

- сетки, каркасы, имеющие определенную механическую прочность.

Для получения в дисперсной системе структуры требуется наряду с другими условиями определенная концентрация твердой дисперсной фазы. Разбавленные системы с малой концентрацией твердой фазы обычно являются свободнодисперсными золями.

Дисперсная система, имеющая пространственную структуру, обладает такими физико-механическими свойствами, как прочность, упругость, пластичность, вязкость, зависящими от физико-химических свойств веществ, образующих систему, и их количественного соотношения. Структурно-механические свойства растворов определяют во многом их качество. Одной из наиболее важных характеристик промысловых жидкостей является тиксотропность, связанная с созданием и разрушением структуры.

Хорошие коллоидные буровые растворы - *золи* и высокодисперсные суспензии, представляющие собой при перемещении маловязкие и подвижные жидкости, обладают способностью, находясь в спокойном состоянии, приобретать с течением времени структуру, загустевать и превращаться в гель. При механическом воздействии (взбалтывании, перемешивании, встряхивании, циркуляции) такой гелеобразный раствор вновь превращается в подвижный золь. Этот процесс может повторяться любое число раз. Превращение находящегося в спокойном состоянии золя в гель и подвергнутого механическому воздействию геля в золь называется тиксотропией.

Следовательно, *тиксотропия* представляет собой процесс, связанный с обратимыми созданием и разрушением пространственной структурной сетки-каркаса дисперсной системы.

Предельное статическое напряжение сдвига

Предельное статическое напряжение сдвига (*СНС*) обозначается буквой « $\theta$ » и измеряется в Па.

**Физический смысл:** условная характеристика прочности тиксотропной структуры, возникающей в промысловой жидкости после нахождения в покое в течение одной ( $СНС_1$ ) или десяти ( $СНС_{10}$ ) минут. Первая величина характеризует удерживающую способность промысловой жидкости. При выборе параметров промысловой жидкости принимается меньшее значение величины  $СНС_1$ , при котором обеспечивается выполнение указанной функции. При еще меньших величинах частицы породы не будут удерживаться во взвешенном состоянии.

В связи с тиксотропностью промысловой жидкости прочность структуры при длительном нахождении в покое может достигать таких значений, при которых в момент восстановления циркуляции сопротивление структуры вызовет очень большое увеличение давления промысловой жидкости, что способствует разрыву пласта. Поэтому кроме величины  $СНС_1$  измеряют и  $СНС_{10}$ , причем тиксотропность характеризуют частным от деления второй величины на первую.

В промысловых лабораториях распространены различные ротационные

приборы для определения СНС. Общим принципом действия этих приборов является уравнивание сопротивлений, возникающих при взаимном перемещении исследуемой жидкости и находящегося в ней подвешенного на проволоке цилиндра, и упругих сопротивлений этой проволоки закручиванию. В одних ротационных приборах внутренний цилиндр является неподвижным, а заполненный раствором внешний цилиндр-стакан вращается, в приборах другого типа вращается внутренний цилиндр, а исследуемая жидкость во внешнем цилиндре-стакане находится в неподвижном состоянии. Если, например, вращается внешний стакан, то сила взаимодействия между находящимся в стакане структурированным раствором и поверхностью внутреннего цилиндра заставит последний также вращаться, а проволоку, на которой цилиндр повешен, - закручиваться. Вращение внутреннего цилиндра будет происходить до тех пор, пока возрастающее сопротивление закручиваемой проволоки не сравняется с сопротивлениями сдвигу, возникающими при взаимном перемещении цилиндра и жидкости.

Сила сопротивления раствора вращению в нем внутреннего цилиндра  $f_l$  равна произведению боковой поверхности цилиндра на статическое напряжение сдвига.

В отечественной практике применяются ротационные приборы с неподвижным внутренним цилиндром и вращающимся внешним цилиндром-стаканом. Получил распространение прибор СНС-2 (рис. 6.12.) завода КИП.

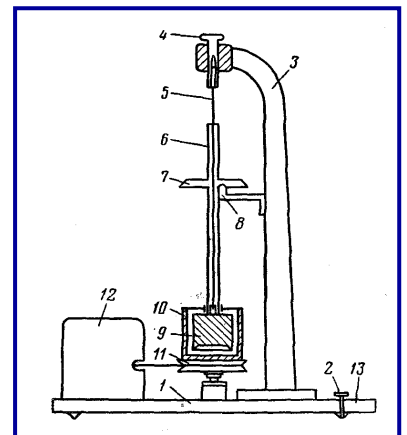


Рис. 6.12. Прибор СНС-2

#### 6.8.10. ПРИБОРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ

(П.С. Чубик, В.И. Брылин, Е.Б. Годунов)

Для успешного бурения в сложных геолого-технических условиях, характеризующихся нарушениями устойчивости стенок скважин, поглощениями промывочной жидкости, прихватами буровой колонны; большими зенитными, вплоть до 90 градусов, углами скважины и т.п., требуется глубокая и всесторонняя оценка качества промывочной жидкости, которая особенно остро необходима на стадии ее проектирования, так как качество должно быть заложено в промывочной жидкости, а не доказываться контролем.

Для решения этой задачи в Томском политехническом университете разработан приборно-методический комплекс, включающий в себя следующее:

- универсальный прибор для оценки ингибирующей и консолидирующей способности промывочных жидкостей (ПОИКС);
- универсальный пресс для формирования модельных образцов глинистых и потенциально неустойчивых пород (пресс);
- прибор для оценки закупоривающей способности промывочных жидкостей (ПОЗС);
- прибор для определения смазочной способности промывочных жидкостей (трибометр).

*ПОИКС* (рис. 6.13.) используется с целью получения количественных показателей, характеризующих влияние промывочных жидкостей на разупрочнение и диспергирование глинистых и глиносодержащих пород, а также на упрочнение (консолидацию) потенциально неустойчивых пород, и выбора на этой основе оптимальных составов промывочных жидкостей, обеспечивающих следующие возможности:

- предупреждение деформационных процессов в околоствольном пространстве скважин (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинами и глинистыми сланцами;

- снижение интенсивности обогащения промывочной жидкости шламом при бурении в легкодиспергирующихся глинистых отложениях и, соответственно, снижение интенсивности изменения ее функциональных свойств, регенерация которых требует разбавления промывочной жидкости водой, дополнительной обработки ее химическими реагентами, и неизбежно связана с увеличением не только затрат на бурение скважин, но и загрязнения окружающей среды;

- повышение устойчивости стенок скважин при бурении в генетически слабосвязанных и тектонически разрушенных горных породах;

- качественное вскрытие продуктивных пластов в песчано-глинистых коллекторах.

Принцип работы *ПОИКС* заключается в следующем: к модельному образцу породы, помещаемому в камеру, прилагают постоянную осевую нагрузку, не вызывающую его



Рис. 6.13. Прибор ПОИКС

разрушения в воздушной среде; заполняют камеру испытуемой жидкостью и фиксируют время от момента подачи жидкости до момента разрушения в ней образца. При оценке ингибирующей способности испытаниям подвергают фильтрат или фугат промывочной жидкости и в качестве эталона - дистиллированную воду, а при оценке консолидирующей способности - непосредственно саму промывочную жидкость. В первом случае материалом для изготовления модельных образцов служит глина, а во втором - частицы потенциально неустойчивой породы, сконсолидированные исследуемой промывочной жидкостью, т.е. смешанные с нею в определенном соотношении. В том и другом случаях испытания проводятся на модельных образцах, изготовленных из частиц одинакового фракционного состава одной и той же породы, при одинаковых их геометрических размерах, исходной влажности, нагрузке на образцы и др.

Ингибирующую способность ( $Ic$ ) промывочной жидкости характеризуют следующим показателем

$$Ic = \tau_f / \tau_e,$$

где  $\tau_f$ ,  $\tau_e$  - время воздействия на модельные образцы до их разрушения соответственно фильтрата (фугата) испытуемой промывочной жидкости и дистиллированной воды, с.

Показателем консолидирующей способности ( $Kc$ ) служит продолжительность нахождения в промывочной жидкости в устойчивом состоянии сконсолидированного ею модельного образца породы.

От аналогов ПОИКС отличается универсальностью, автоматической регистрацией измеряемой величины, а также более высокой достоверностью и точностью оценки рассматриваемых показателей свойств промывочных жидкостей ( $Ic$ ,  $Kc$ ), способы определения которых защищены патентами № 2073227 и № 2073842 Российской Федерации.

ПОЗС (рис. 3.14.) предназначен для выбора наиболее эффективного закупоривающего материала (наполнителя) и минимально необходимой его концентрации в промывочной жидкости с целью ликвидации ее потерь при бурении скважин в зонах поглощений и реализации управляемой приствольной кольматации продуктивных пластов без загрязнения их фильтратом промывочной жидкости.



Рис. 6.14. Прибор ПОЗС

Принцип работы ПОЗС заключается в следующем. Камеру заполняют промывочной жидкостью, содержащей испытуемый наполнитель, и при постоянном напоре продавливают ее через модельный образец. Измеряют объем промывочной жидкости ( $V$ , см<sup>3</sup>), прошедшей через образец до момента его полного закупоривания. Испытания проводят не менее трех раз при различной концентрации испытуемого наполнителя в одной и той же исходной промывочной жидкости. По результатам испытаний находят зависимость  $C = f(V)$ , наиболее адекватно описывающую связь между концентрацией наполнителя  $C$  и объемом бурового раствора  $V$ , прошедшего через модельный образец до момента его полного закупоривания. Затем, приняв в найденной зависимости  $V = 0$ , определяют минимально необходимую концентрацию наполнителя ( $C_{\min}$ ) для полного закупоривания модельного образца без ухода из камеры (без поглощения) промывочной жидкости. Полученное значение  $C_{\min}$  является интегральным показателем закупоривающей способности системы “промывочная жидкость + наполнитель” для конкретной приемистости или проницаемости модельного образца, имитирующего поглощающий или продуктивный пласт.

Для моделирования поглощения в трещиноватых породах используют искусственные щели различной ширины, а гранулярные пласты различной проницаемости моделируют с помощью дроби, стеклянных и стальных шариков различного диаметра, частиц песка определенной фракции и т.п.

По сравнению с прибором аналогичного назначения Американского нефтяного института данный прибор обеспечивает однозначный выбор наиболее эффективного закупоривающего материала (наполнителя) для ликвидации поглощений промывочной жидкости по минимально необходимой для этого концентрации наполнителя, способ определения которой защищен патентом № 2062452 Российской Федерации / 4 /.

*Трибометр (рис 6.15.)* предназначен для оценки триботехнических свойств промывочных жидкостей, характеризующих их способность снижать трение между контактирующими в скважине поверхностями и их износ.

В общем случае при бурении контактирующими в скважине поверхностями являются следующие: наружная поверхность бурильных труб и их соединений - стенка ствола скважины (внутренняя стенка обсадных труб), вооружение породоразрушающего инструмента - забой скважины, внутренняя поверхность керноприемной трубы - керн.

Основным показателем триботехнических свойств (смазочной способности) промывочных жидкостей служит коэффициент триады



Рис 6.15. Трибометр конструкции ТПУ

трения “бурильные трубы - исследуемая промывочная жидкость - стенка ствола скважины”.

Снижение коэффициента трения позволяет:

- уменьшить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб и снизить сопротивления при продольном их перемещении в скважине (при СПО), что в целом снижает энергоемкость процесса бурения;

- снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов (затраты на их ликвидацию);

- повысить ресурс работы бурильных труб и их соединений, породоразрушающего инструмента, гидравлических забойных двигателей, гидравлических частей буровых насосов;

- увеличить выход керна в результате предупреждения его самоподклинок.

Отличительными особенностями данного трибометра, защищенными патентом № 2044301 Российской Федерации, являются полная имитация работы бурового снаряда в скважине, использование для измерения силы трения простого и высокоточного измерительного устройства, предельно малые габариты.

Все рассмотренные выше приборы и методики прошли достаточно широкую апробацию, результаты которой убедительно свидетельствуют о высокой результативности их использования в процессе оптимизации составов промывочных жидкостей для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях.

### **6.8.11. Прочие свойства промывочных жидкостей**

Поверхностное натяжение промывочной жидкости необходимо определять при использовании поверхностно-активных веществ для понижения твердости горных пород в процессе бурения, а также в качестве компонентов промывочной жидкости, например эмульсионных растворов.

Наиболее простой метод определения поверхностного натяжения сталагмометрический (метод отрывающейся капли).

Сталагмометр представляет собой стеклянную трубку на штативе с капиллярным отверстием в нижней части, торец которой отшлифован перпендикулярно к ее оси. При медленном истечении жидкости из сталагмометра на его конце образуется капля. Непрерывно поступающая из сталагмометра жидкость увеличивает размер капли до тех пор, пока ее вес не превысит величину силы поверхностного натяжения жидкости, тогда капля отрывается. Чем меньше поверхностное натяжение жидкости, тем больше капля получится при истечении одного и того же объема жидкости. По числу капель судят о концентрации ПАВ.

Измерения проводятся либо на границе *жидкость-жидкость* (истечение испытываемой жидкости происходит в керосин), либо на границе *жидкость-воздух*.



Последний метод недостаточно точен, но более прост и поэтому применяется для оперативного контроля содержания ПАВ.

Поверхностное натяжение жидкости  $\sigma$  определяется с использованием поверхностного натяжения стандартной жидкости  $\sigma_0$  в качестве которой чаще всего принимается вода.

$$\sigma = \sigma_0 (n_0 \gamma_0 / n \gamma),$$

где  $n_0$  и  $n$  - число капель соответственно исследуемой и стандартной жидкости;  $\gamma_0$  и  $\gamma$  удельные веса исследуемой и стандартной жидкости.

Обычно по результатам предварительных исследований строится график зависимости  $\sigma$  от концентрации ПАВ в растворе. Тогда измерение концентрации ПАВ в промывочной жидкости сводится к определению количества капель и считыванию концентрации с графика.

*Состав фильтрата* и воды необходимо знать для оценки целесообразности применения того или иного способа регулирования свойств промывочной жидкости. Это связано с определением химического состава промывочной жидкости, главным образом концентрации минеральных солей. Чаще всего определяют концентрацию хлористых солей и солей, характеризующих жесткость воды. Иногда приходится оценивать химический состав дисперсионной среды после введения веществ с целью изменения тех или иных свойств жидкости. Обычно исследованию подвергается фильтрат, полученный при измерении показателя фильтрации.

Методы химического анализа водных растворов излагаются в специальных пособиях.

При поглощениях важно знать закупоривающие свойства промывочных жидкостей, которые придают введением инертных наполнителей. Иногда приходится определять и другие свойства (теплоемкость, состав дисперсной фазы, липкость фильтрационной корки и др.), имеющие подчиненное значение в оценке приемлемости растворов для тех или иных условий бурения.

## 6.9. Способы приготовления дисперсных систем

Существуют два принципиально противоположных способа приготовления дисперсных систем.

Первый *диспергирование* основан на измельчении крупных тел до получения систем, содержащих частицы требуемых размеров.

Второй *конденсация* основан на увеличении размера частиц от молекулярных величин до образования новой дисперсной фазы.

В подавляющем большинстве случаев в технике промывочных жидкостей для приготовления дисперсных систем используют первый способ диспергирование. Он заключается в сочетании сильного перемешивания, при котором измельчаемые тела соударяются друг с другом, с ударами о твердую

поверхность, например лопасти мешалок или специальные отражательные поверхности. При диспергировании нерастворимых тел в отличие от диспергирования, называемого растворением, не достигается молекулярной степени измельчения. Это объясняется двумя причинами. Усилие, разрушающее тело, определяется моментом силы произведением величины силы на ее плечо. При разрушении, диспергировании частицы, плечо равно размеру частицы. Чем мельче она, тем меньше и плечо. Поэтому величина разрушающей силы должна быстро возрастать по мере диспергирования. Но величина силы в измельчающих устройствах может увеличиваться только до определенных пределов, поэтому и измельчение должно быть ограниченным. Вторая причина заключается в том, что с ростом удельной поверхности усиливается влияние свободной межфазной поверхностной энергии. Силы притяжения между частицами быстро увеличиваются по мере измельчения. Вследствие этого усиливается притяжение частиц друг к другу: частицы сливаются вместе и укрупняются. Этот процесс укрупнения вызывает увеличение размера частиц дисперсной фазы.

Одновременно с диспергированием частиц начинается и их рост конденсация частиц. Чем частицы меньше, тем интенсивнее конденсация. Диспергирование прекращается, когда рост степени дисперсности, вызываемый разрушением частиц, сравнивается с увеличением их, вызываемым конденсацией.

Процесс диспергирования можно ускорить, вводя в систему вещества, способные адсорбироваться на поверхности частиц, (стабилизаторы) и загораживать (экранировать) частицы, препятствуя конденсации. Этот процесс называют *пептизацией*. В процессе диспергирования используют и адсорбционное понижение прочности (эффект Ребиндера).

Наконец, увеличение концентрации частиц усиливает прочность дисперсной системы; при этом возрастают и силы, действующие на частицы. Поэтому часто наибольшего диспергирования достигают увеличением концентрации частиц дисперсной фазы.

## **6.10. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов**

Приготовление, утяжеление и обработка буровых растворов, а также их очистка от выбуренной породы — важный процесс при бурении скважины. От качества бурового раствора в значительной мере зависит успех проводки скважины.

*Приготовление буровых растворов* может осуществляться в механических мешалках и гидравлических смесителях.

В настоящее время в отечественной практике для приготовления буровых растворов широко применяются порошкообразные материалы. Для приготовления буровых растворов из этих материалов используют следующее оборудование: блок приготовления раствора (БПР), выносной

гидроэжекторный смеситель, гидравлический диспергатор, емкости ЦС, механические и гидравлические перемешиватели, поршневой насос.

При обработке глинистых растворов химическими реагентами, особенно содержащими щелочи и кислоты, рабочие должны работать в резиновых перчатках, очках, фартуках и сапогах, чтобы брызги щелочи и кислоты не повредили лицо, руки и одежду.

В механических глиномешалках можно приготовить растворы из сырых глин, глинобрикетов и глинопорошков.

Более эффективны, чем глиномешалки, фрезерно-струйные мельницы ФСМ-3 и ФСМ-7.

Фрезерно-струйная мельница может быть использована не только для приготовления растворов, но и для утяжеления бурового раствора, а также для добавки в него глины и глино-порошка. В этом случае в ФСМ вместо воды подается буровой раствор. Техническая характеристика ФСМ приведена ниже.

*Очистка промывочной жидкости от обломков выбуренной породы (шлама).* Буровой раствор, выходящий на поверхность из скважины, может быть вновь использован, но для этого он должен быть очищен от обломков выбуренной породы (шлама).

Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства. Кроме того, наличие в растворе абразивных частиц существенно снижает показатели работы долот, гидравлических забойных двигателей, буровых насосов и другого оборудования. В связи с этим очистке буровых растворов должно уделяться особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита (рис. 6.16.), гидроциклонные шламоотделители (рис. 6.17.), сепараторы, центрифуги. В

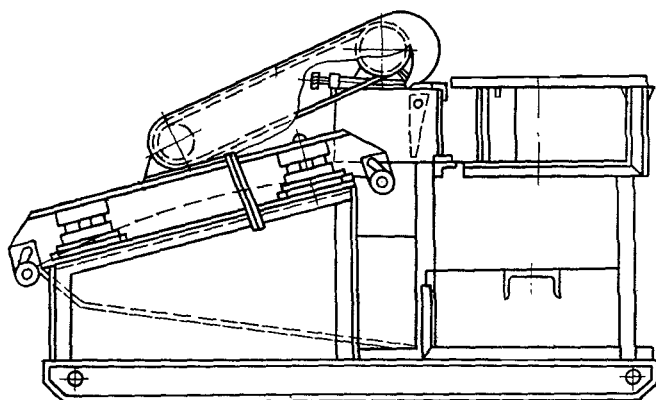


Рис. 6.16. Схема вибросита

составе циркуляционной системы все эти механические устройства должны устанавливаться в строгой последовательности. При этом схема прохождения бурового раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко-илоотделители, сепаратор) —

блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель) — буровые насосы — скважина.

При отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют сепараторы, глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Таким образом, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама должен основываться на конкретных условиях бурения.

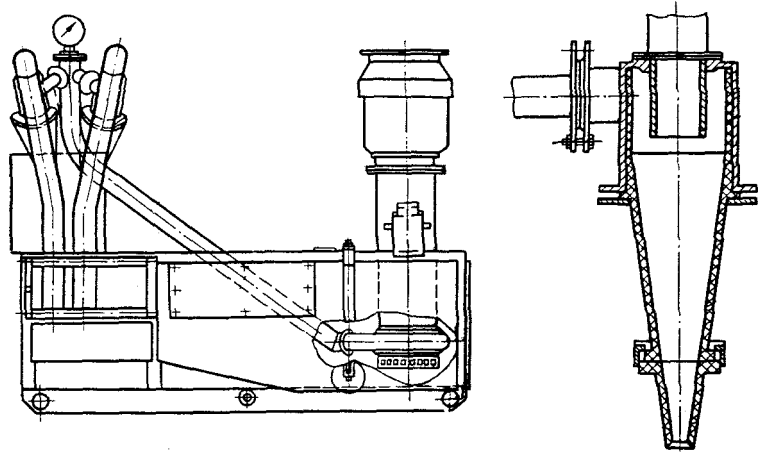


Рис. 6.17. Схема гидроциклонного илоотделителя

Для очистки буровых растворов, как обязательная, принята трехступенчатая система.

Технология очистки не утяжеленного бурового раствора по этой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку — пескоотделение и илоотделение — на гидроциклонах шламоотделителях. Буровой раствор после выхода из скважины подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите и собирается в емкости. Из емкости центробежным насосом раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости центробежным насосом раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя. После отделения частиц ила очищенный раствор направляется в приемную емкость бурового насоса, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

*Дегазация промывочных жидкостей.* Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается механическая скорость проходки, во-вторых, возникают осыпи и проявления пластовой жидкости и газа в результате снижения эффективной плотности бурового раствора, т. е. гидравлического давления на пласты, в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например сероводородом). Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состояниях. Свободный газ легко удаляется из бурового раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в

желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании свободный газ из бурового раствора удаляют с помощью газового сепаратора.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в буровом растворе жидкости токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. Только после окончательной дегазации буровой раствор очищают от шлама. Наибольшее распространение в отечественной практике получили вакуумные дегазаторы. Они представляют собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора при использовании глинистого раствора достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в буровом растворе после обработки не превышает 2%.

*Регенерация утяжелителей.* Утяжелители - дорогие и дефицитные материалы, поэтому их экономное и повторное использование - весьма важная задача работников бурения.

Существуют следующие способы повторного использования утяжеленного раствора.

1. При близком расположении бурящихся скважин утяжеленный раствор перекачивают из одной буровой в другую по трубопроводу.

2. При отсутствии трубопровода утяжеленный раствор из буровой в буровую перевозится в автоцистернах.

3. Утяжелитель извлекают из раствора при помощи специальных устройств. Регенерацию утяжелителей из отработанных растворов производят осаждением в желобах, в гидроциклонных установках или в специальных регенерационных установках.

## **7. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН**

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов - искусственным.

Вообще искривление скважин сопровождается осложнениями, к числу которых относятся более интенсивный износ буровых труб, повышенный расход мощности, затруднения при производстве спуско-подъемных операций, обрушение стенок скважины и др. Однако в ряде случаев искривление скважин позволяет значительно снизить затраты средств и времени при разработке месторождений нефти и газа. Таким образом, если искривление скважины нежелательно, то его стремятся предупредить, а если оно необходимо, то его развивают. Этот процесс называется направленным бурением, которое может быть определено как бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью

технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважин обязательно подвергается контролю и управлению.

В процессе бурения направленной скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Для этого определяются координаты ее устья и параметры трассы, к которым относятся зенитный угол  $\Theta$ , азимут скважины  $\alpha$  (рис. 7.1) и ее длина  $L$ .

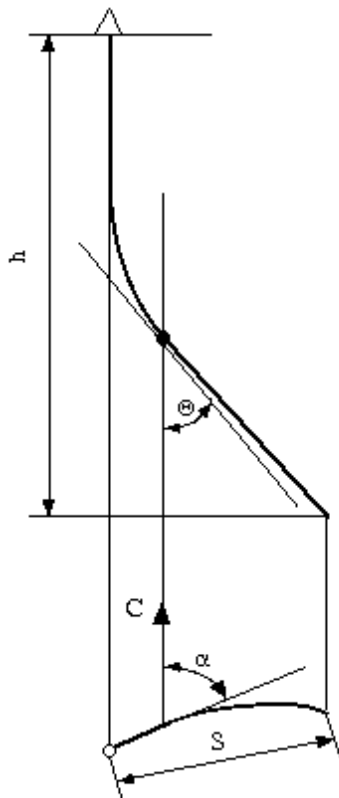


Рис. 7.1. Элементы пространственного расположения скважины

*Зенитный угол* - это угол между осью скважины или касательной к ней и вертикалью. *Азимут* - это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией касательной к оси скважины, измеренный по часовой стрелке. *Длина скважины* - это расстояние между устьем и забоем по оси.

Проекция оси скважины на вертикальную плоскость называется *профилем*, а на горизонтальную - *планом*.

Вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, или касательную к ней, называется *апсидальной*.

При выполаживании скважины происходит увеличение зенитного угла (бурение с подъемом угла), а при выкручивании - уменьшение (бурение с падением угла). При искривлении скважины влево азимут ее уменьшается, а вправо - увеличивается.

Темп отклонения скважины от ее начального направления характеризуется интенсивностью искривления  $i$ , которая может быть определена как для зенитного  $i_{\Theta}$ , так и азимутального  $i_{\alpha}$  искривления

$$i_{\Theta} = (\Theta_k - \Theta_n)/L,$$

$$i_{\alpha} = (\alpha_k - \alpha_n)/L,$$

где  $\Theta_n$  и  $\alpha_n$  - соответственно начальные зенитный и азимутальный углы на определенном интервале скважины, град;  $\Theta_k$  и  $\alpha_k$  - то же для конечных углов интервала, град;  $L$  - длина интервала скважины, м.

Если скважина искривляется с постоянной интенсивностью и только в апсидальной плоскости, то ее ось представляет собой дугу окружности радиусом  $R$ , величина которого может быть определена по формуле

$$R = 57,3/i$$

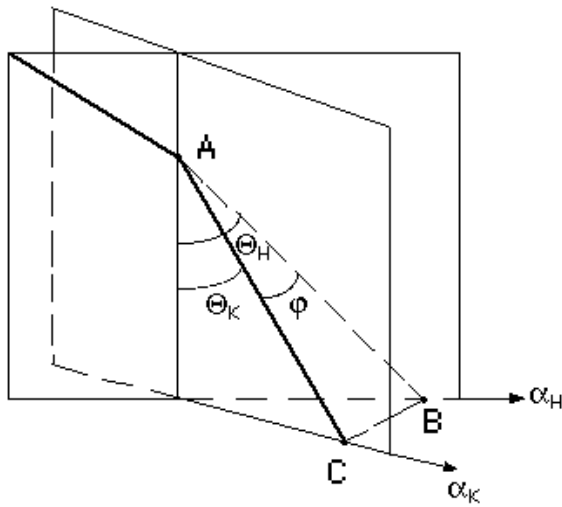


Рис. 7.2. Угол пространственного искривления скважины

Следует отметить, что интенсивность азимутального искривления существенно зависит от зенитного угла скважины и при малых зенитных углах может достигать весьма значительных величин, а это не дает полного представления о положении скважины. Для оценки общего искривления служит угол пространственного искривления  $\varphi$ , показанный на рис. 7.2. В случае, если бы скважина, имеющая в точке  $A$  зенитный угол  $\Theta_n$  и азимут  $\alpha_n$ , не искривлялась, то забой ее оказался бы в точке  $B$ , но за счет

искривления фактически забой оказался в точке  $C$ , зенитный угол стал равным  $\Theta_k$ , а азимут  $\alpha_k$ . Угол  $BAC$  и является углом пространственного искривления. Величина его аналитически определяется по формуле

$$\varphi = \arccos [\cos \Theta_n \cdot \cos \Theta_k + \sin \Theta_n \cdot \sin \Theta_k \cdot \cos(\alpha_k - \alpha_n)]$$

С достаточной степенью точности этот угол может быть определен по формуле М.М. Александрова

$$\varphi = [\Delta\Theta^2 + (\Delta\alpha \cdot \sin \Theta_{cp})^2]^{0,5},$$

где  $\Delta\Theta$  и  $\Delta\alpha$  - соответственно приращения зенитного и азимутального углов на интервале, град;  $\Theta_{cp}$  - средний зенитный угол интервала, град.

Интенсивность пространственного искривления  $i_\varphi$  определяется по формуле

$$i_\varphi = \varphi/L,$$

где  $L$  - длина интервала, для которого определен угол пространственного искривления, м.

Величина  $i_\varphi$  не может быть больше интенсивности искривления для тех или иных средств направленного бурения, определяемых их технической характеристикой.

Кроме указанных величин направленные скважины

характеризуются величиной отхода (смещения)  $S$  и глубиной по вертикали  $h$ . Отход - длина горизонтальной проекции прямой, соединяющей устье и забой скважины. Глубина по вертикали - длина вертикали, соединяющей устье с горизонтальной плоскостью, проходящей через забой скважины (рис. 7.1).

Отклонение скважин от проектного положения может происходить вследствие неправильного заложения оси скважины при забурировании или искривления в процессе бурения. В первом случае имеют место причины субъективного характера, которые могут быть легко устранены. Для этого необходимо обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины; горизонтальность стола ротора, прямолинейности ведущей трубы, бурильных труб и УБТ согласно техническим условиям.

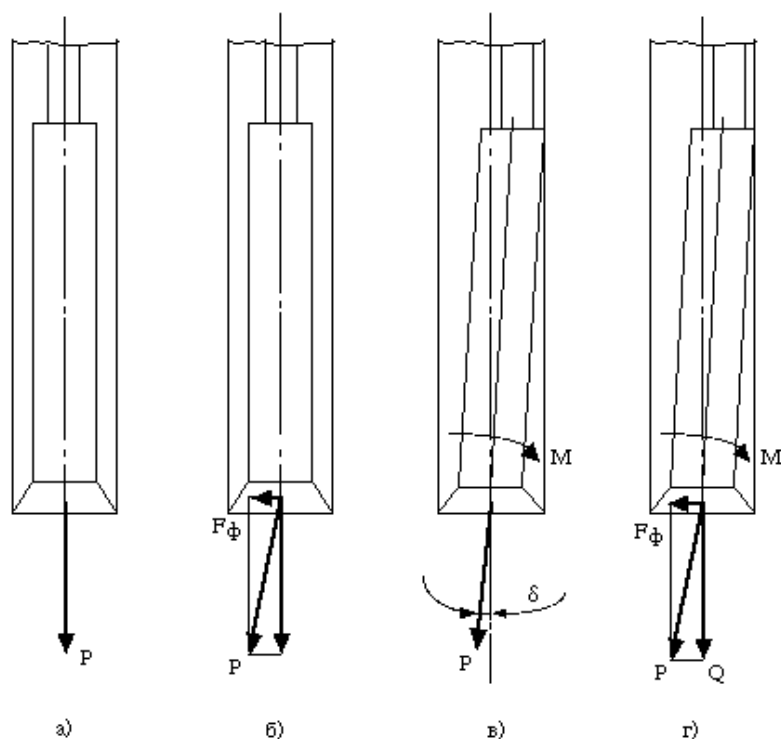


Рис. 7.3. Механизм искривления скважин

Во втором случае действуют объективные причины, связанные с неравномерным разрушением породы на забое скважины. Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая.

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует (рис. 7.3, а). В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что, однако, трудно достижимо.

2. Все силы приводятся к равнодействующей, направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует (рис. 7.3, б). Под действием боковой составляющей равнодействующей силы происходит фрезерование стенки скважины, а следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической



скорости бурения и других факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной проработки скважины.

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту относительно его центра (рис. 7.3, в). Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется некоторый угол  $\delta$ , в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота, ось скважины представляет собой плавную линию близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы.

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту (рис. 7.3, г). В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки скважины и наклонного положения инструмента относительно оси скважины.

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, не все из которых известны. Все они условно могут быть подразделены на три группы - геологические, технологические и технические.

### 7.1. Общие закономерности искривления скважин

Анализ искривления скважин показывает определенные закономерности, но для различных условий бурения они могут существенно отличаться. Сформулируем следующие общие закономерности:

1. В большинстве случаев скважины искривляются в направлении перпендикулярное слоистости горных пород. В этом направлении интенсивность искривления максимальна.

2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления.

3. Места установки центрирующих элементов инструмента существенно влияют на направление искривления.

4. Увеличение жесткости инструмента приводит к уменьшению искривления скважины, поэтому скважины большего диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.

5. Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение жесткости бурильных труб - к снижению искривления.

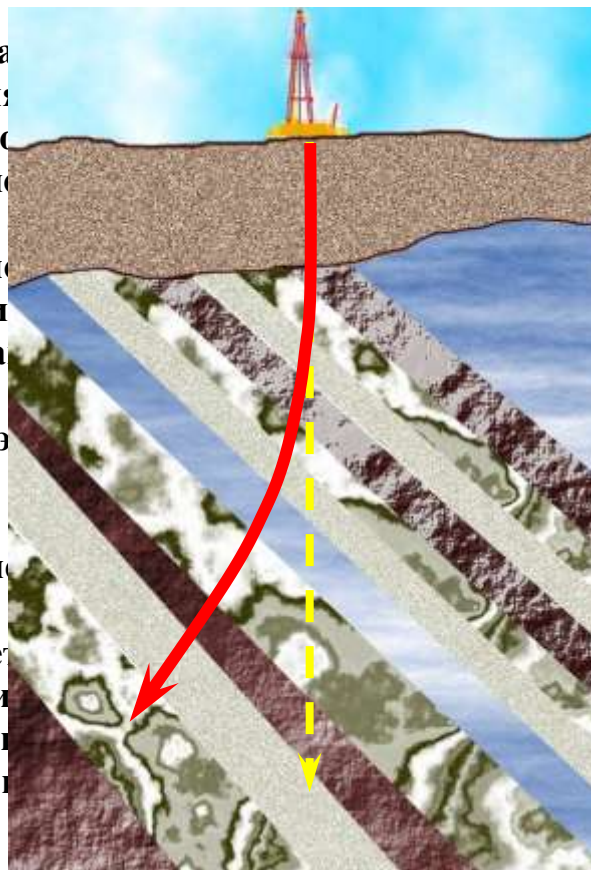


Рис.7.4. Изменение направления скважины в крест слоистости горных пород

**6. Направление и интенсивность азимутального искривления зависят от геологических факторов.**

**7. Абсолютная величина интенсивности азимутального искривления зависит от зенитного угла скважины. С его увеличением интенсивность азимутального искривления снижается.**

## **7.2. Измерение искривления скважин**

**В процессе бурения необходим постоянный контроль за положением оси скважины в пространстве. Только в этом случае можно построить геологический разрез и определить истинные глубины залегания продуктивных пластов, определить положение забоя скважины и обеспечить попадание его в заданную проектом точку. Для этого необходимо знать зенитные и азимутальные углы скважины и глубины их измерений. Такие замеры производятся с помощью специальных приборов, называемых инклинометрами.**

**По способу измерения и передачи информации на поверхность инклинометры подразделяются на забойные, производящие измерения и передачу информации в процессе бурения, автономные приборы, опускаемые внутрь колонны бурильных труб и выдающие информацию только после подъема инструмента, и инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле или тросе.**

**В первом случае информация от забойных датчиков по каналу связи передается на поверхность, где и расшифровывается. В настоящее время используются как проводные, так и беспроводные каналы связи. Проводной канал связи широко используется с электробурами, так как в этом случае возможна передача сигнала с забоя по силовому кабелю. На этом принципе работает телесистема СТЭ. Существуют системы с встроенными в каждую бурильную трубу кабелями, соединяемые разъемами, линии с индукционной связью и линии из цельного сбросового кабеля. Такие линии связи обеспечивают высокую передающую способность, но они достаточно дороги, осложняют спуско-подъемные операции, имеют низкую стойкость из-за износа кабеля, создают помехи при ликвидации обрывов бурильных труб.**

**К беспроводным каналам связи относятся гидравлический, электрический, акустический и некоторые другие. В гидравлическом канале информация передается по промывочной жидкости в виде импульсов давления, частота, фаза или амплитуда которых соответствует величине передаваемого параметра. Беспроводный электрический канал связи основан на передаче электрического сигнала по породе и колонне бурильных труб. Однако в этом случае с увеличением глубины скважины происходит значительное затухание и искажение сигнала. На этом принципе работает система ЗИС-4 и ее модификации.**

Другие каналы связи пока не находят широкого применения.

Забойные инклинометрические системы позволяют постоянно контролировать положение скважины в пространстве, что является их бесспорным преимуществом. Кроме замеров зенитного угла и азимута с помощью таких систем одновременно измеряются непосредственно на забое скважины и другие параметры процесса бурения, а также характеристики проходимых пород. Однако применение телеметрических систем существенно увеличивает себестоимость работ.

Автономные инклинометры опускаются (бросаются) внутрь колонны бурильных труб и производят измерение зенитного угла и азимута в процессе бурения, но информация на поверхность не передается, а хранится в памяти прибора и считывается из нее после подъема колонны бурильных труб. Разрешающим сигналом для замера является, как правило, остановка процесса бурения, а при бурении инклинометр отключается. За один спуск инструмента может быть произведено до 50 замеров в зависимости от типа инклинометра.

Наибольшее распространение в настоящее время у нас в стране получили инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле. При их применении на замеры параметров искривления требуется дополнительное время, но такие инклинометры просты по конструкции и имеют низкую стоимость. По способу измерения азимута их можно подразделить на приборы для измерения в немагнитной среде, в которых азимут измеряется с помощью магнитной стрелки, и приборы для измерения в магнитной среде.

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

### 7.3. Типы профилей и рекомендации по их выбору

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские - расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой

пространственную кривую линию. Далее рассматриваются только плоские профили.

Простейшим с точки зрения геометрии является двухинтервальный профиль (рис. 7.5, а), содержащий вертикальный участок и участок набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает максимальный отход скважины при прочих равных условиях, но требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению затрат средств и времени на бурение. Поэтому такой тип профиля в настоящее время применяется сравнительно редко и только тогда, когда имеет место значительное естественное искривление скважин в сторону увеличения зенитного угла.

Трехинтервальный тип профиля, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае (рис. 7.5, б) третий участок прямолинейный (участок стабилизации зенитного угла), в другом (рис. 7.5, в) - участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

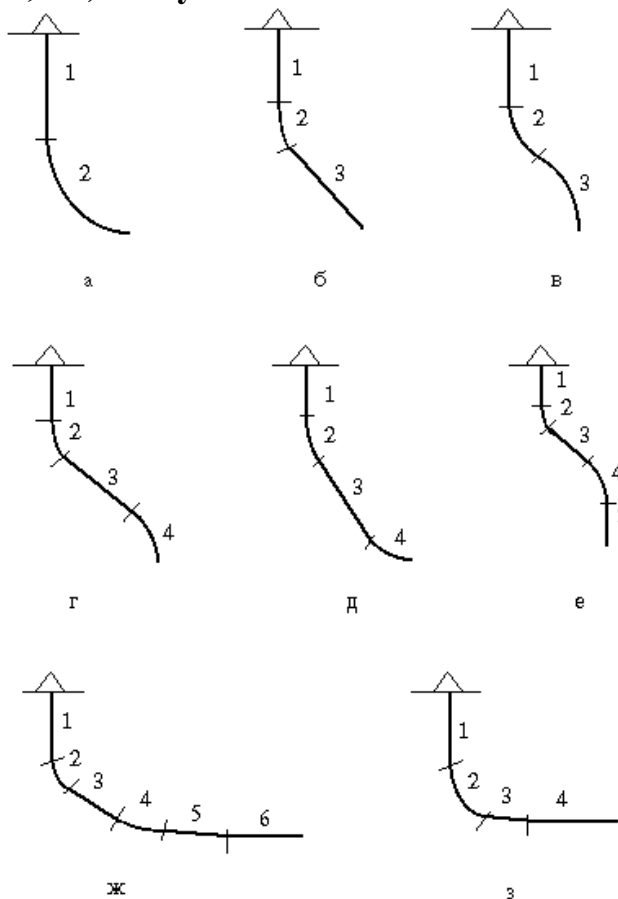


Рис. 7.5. Типы профилей скважин

Трехинтервальные профили рекомендуется применять в тех случаях, когда центрирующие элементы компоновок низа буровой колонны мало изнашиваются в процессе бурения (сравнительно мягкие, малоабразивные породы). Такие типы профилей позволяют ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали.

Четырехинтервальный тип профиля (рис. 7.5, з) включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок

уменьшения зенитного угла. Это самый распространенный тип профиля в Западной Сибири. Его применение рекомендуется при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками

с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины.

Редко применяемая на практике разновидность четырехинтервального профиля включает в себя четвертый интервал с малоинтенсивным увеличением зенитного угла (рис. 7.5, д), что обеспечивается применением специальных КНБК. Такая разновидность профиля дает достаточно большой отход скважины и вскрытие продуктивного пласта с зенитным углом скважины при входе в него равным  $40-60^\circ$ . Это позволяет увеличить приток нефти в скважину, однако реализация такого профиля технически затруднена.

При большой глубине скважины в четырехинтервальном типе профиля первой разновидности в конце четвертого интервала зенитный угол может уменьшиться до  $0^\circ$ , что при дальнейшем углублении скважины ведет к появлению пятого вертикального интервала (рис. 7.5, е).

Для обеспечения попадания ствола в заданную точку вскрытия продуктивного горизонта в реальной практике бурения, профиль скважины может содержать еще несколько дополнительных интервалов, например, набора зенитного угла, его стабилизации и т. д. Поэтому могут быть шести, семи, и более интервальные профили скважин.

Для всех рассмотренных профилей первый участок вертикальный. Ранее выпускались буровые установки, которые позволяли сразу забурить скважину под некоторым углом наклона. В настоящее время в ряде случаев с использованием современных установок наклонный ствол забуривается путем задавливания направления под зенитным углом  $3-5^\circ$ . Это позволяет значительно сократить затраты времени на ориентирование отклонителей в скважине, так как в наклонном стволе эта операция осуществляется намного проще.

В последнее время все большее распространение получает бурение скважин с горизонтальным участком ствола, что позволяет существенно повысить дебит скважин и нефтеотдачу пластов. В практике буровых работ США такие скважины по типу профиля делятся на четыре категории в зависимости от величины радиуса кривизны при переходе от вертикального участка к горизонтальному (большой, средний, малый и сверхмалый радиусы).

Скважины с большим радиусом кривизны имеют интенсивность искривления от 0,6 до 2 град/10 м. С указанными интенсивностями искривления бурится подавляющее большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири. Длина горизонтальной части ствола в этом случае может быть весьма значительной и определяется, главным образом, только сопротивлением продольному перемещению буровой колонны. Такой тип профиля скважин наиболее подходит для морских месторождений, когда требуется

обеспечить добычу из пласта, находящегося на большом расстоянии от платформы.

Интенсивность искривления при бурении со средним радиусом кривизны составляет от 2 до 6 град/10 м. Западными фирмами по такому типу профиля бурится подавляющее большинство скважин с горизонтальным участком ствола. Это обусловлено следующим:

- многие зоны осложнений могут быть разбурены вертикальным стволом и обсажены;
- длина интервалов применения отклонителей существенно меньше, чем для скважин с большим радиусом кривизны;
- точка забуривания искривленного ствола располагается ближе к точке вскрытия продуктивного горизонта, что повышает точность попадания в заданный круг допуска.

Однако проходка таких скважин требует специального инструмента, вписывающегося в принятый радиус кривизны.

Стандартный тип профиля со средним радиусом кривизны (*рис. 7.5, ж*) содержит наклонный прямолинейный участок 3, длина которого может меняться для обеспечения попадания ствола в заданную точку. Однако если накоплен значительный опыт бурения таких скважин, то этот участок может быть исключен (*рис. 7.5, з*). Интервалы 5 (*рис. 7.5, ж*) и 3 (*рис. 7.5, з*) имеют интенсивность искривления порядка 1 град/10 м и возникают самопроизвольно вследствие невозможности резкого перехода от криволинейного интервала к прямолинейному даже при применении стабилизирующих компоновок. Длина этих интервалов около 30 м.

При бурении с малым радиусом кривизны интенсивность искривления составляет от 4 до 10 град/м, при этом радиус кривизны находится в пределах от 6 до 15 м. Для бурения таких скважин используется специальный инструмент - гибкие бурильные трубы и УБТ, ведутся работы по созданию гибких забойных двигателей. Основное преимущество такого типа профиля - точный подход скважины к выбранному объекту эксплуатации. Однако при этом низка механическая скорость бурения, отсутствует серийная забойная аппаратура для контроля за положением ствола скважины, и сравнительно невелика длина горизонтального участка. Очевидно, что для более широкого внедрения такого типа профиля требуются дополнительные научные исследования и конструкторские разработки.

Для получения сверхмалых радиусов кривизны (от нескольких сантиметров до 0,6 м) используются высоконапорные струи воды, с помощью которых создаются стволы диаметром 40 - 70 мм. Этот метод пока применяют только в экспериментальных целях.

Скважины с горизонтальным участком ствола, сооружаемые в Западной Сибири, имеют комбинированный профиль. До кровли продуктивного пласта скважина бурится с интенсивностью

искривления до 2 град/10 м (большой радиус кривизны по американской классификации). Zenитный угол скважины доводится при этом до  $60-65^{\circ}$ . В продуктивном пласте интенсивность искривления ствола составляет 8-10 град/10 м, и зенитный угол доводится до  $90^{\circ}$ , а далее продолжается бурение горизонтального интервала длиной до 1000 м. Имеется опыт бурения таких скважин при радиусах кривизны 250-460 м.

#### 7.4. Технические средства направленного бурения

Для искусственного искривления скважин в требуемом направлении используются различные технические средства, называемые отклонителями. При роторном бурении технические средства и технология искусственного искривления более сложны, поэтому чаще используются отклонители с забойными двигателями. Далее рассматриваются только такие отклонители. С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая сила, или между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента

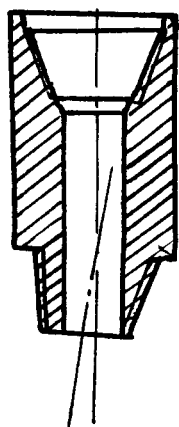


Рис. 7.6. Кривой переводник

возникает некоторый угол перекоса. Зачастую эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-либо из них имеет превалирующее значение. При этом доказано, что для любой отклоняющей компоновки при отсутствии прогиба турбобура и разработки ствола скважины при любых соотношениях диаметров долота и турбобура, искривление ствола вследствие фрезерования стенки скважины в 4,84 раза больше, чем в результате асимметричного разрушения забоя.

Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше. В случае, если искривление происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины, то такие отклонители называются с упругой направляющей секцией, а если за

асимметричного разрушения забоя. Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше. В случае, если искривление происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины, то такие отклонители называются с упругой направляющей секцией, а если за

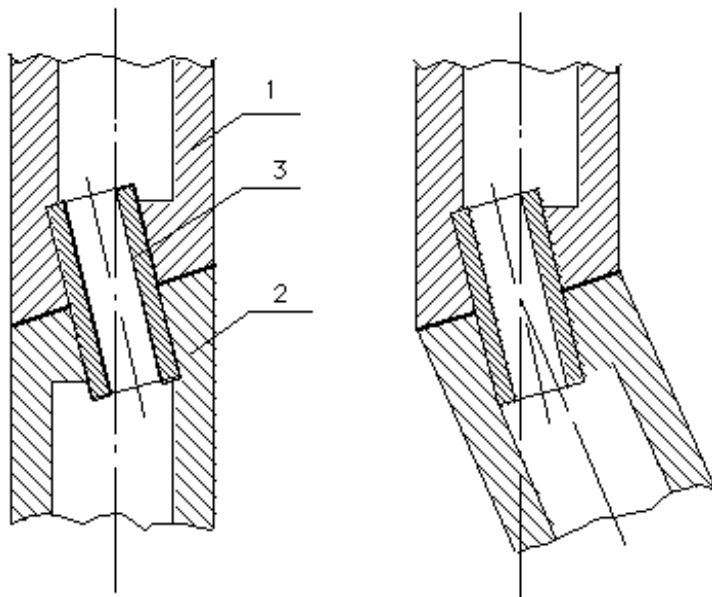


Рис. 7.7. Принципиальная схема кривого переводника с изменяющимся углом

счет перекоса инструмента - с жесткой направляющей секцией.

К наиболее распространенным отклонителям относится кривой переводник, показанный на *рис. 7.6*. Он представляет собой обычный переводник, соединительные резьбы которого выполнены под углом друг к другу. Этот угол составляет от 1 до 4°.

Кривой переводник включается в компоновку между забойным двигателем и УБТ. В результате большой жесткости УБТ в забойном двигателе возникает изгиб, и на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила. Величина ее существенно зависит от длины и жесткости забойного двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями.

Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от угла перекоса резьб, геометрических, жесткостных и весовых характеристик компоновки, режима бурения, фрезерующей способности долота, физико-механических свойств горных пород, зенитного угла скважины. Поэтому она колеблется в широких пределах от 1 до 6 град/10 м.

Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет 40-45°. При необходимости достижения больших зенитных углов следует использовать укороченные или короткие забойные двигатели.

К бесспорным преимуществам кривого переводника относится его простота, однако при его использовании ухудшаются условия работы забойного двигателя за счет упругой деформации, интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, породоразрушающий инструмент из-за наличия отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях.

Турбинные отклонители серии ТО (*рис. 7.8*.) состоят из турбинной 1 и шпindelной 2 секций. Корпуса секций соединяются между собой кривым переводником 3, позволяющим передавать осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, располагающихся под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром 4. Максимальный угол перекоса осей соединительных резьб кривого переводника  $\Omega$  может быть определен по формуле:

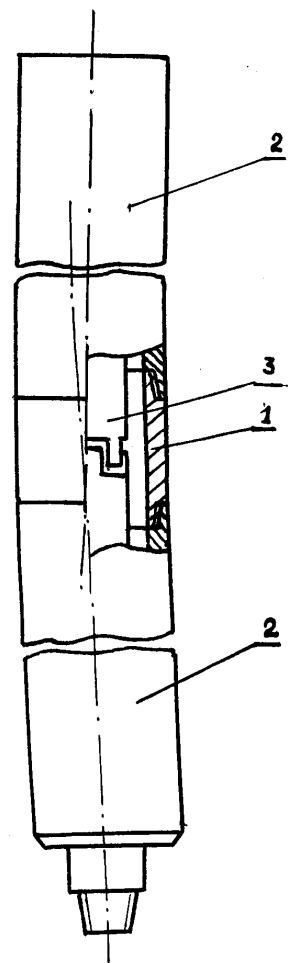


Рис. 7.8. Шпиндель-отклонитель



$$\Omega = 57,3(2l_1 - l_2)(D - d) / 2l_1^2,$$

где  $l_1$  - расстояние от торца долота до кривого переводника, м;  $l_2$  - расстояние от кривого переводника до верхнего переводника отклонителя, м;  $D$  - диаметр долота, м;  $d$  - диаметр турбобура, м.

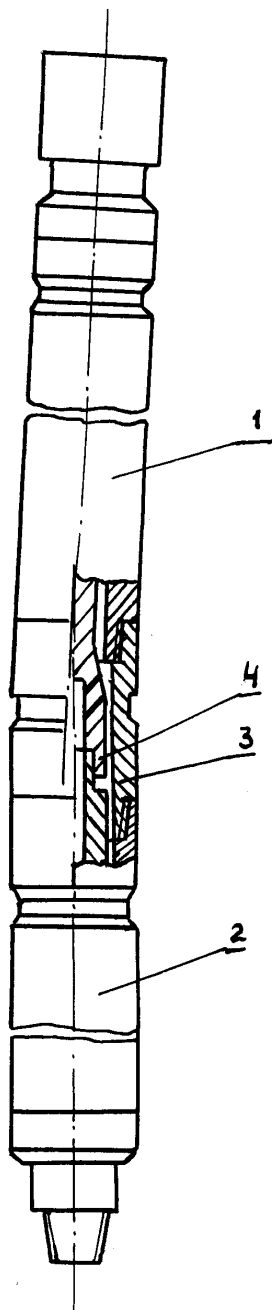
Величина  $l_1$  может быть определена из выражения

$$l_1 = 23,9 [(D - d) / i_{10}]^{0,5},$$

где  $i_{10}$  - желаемая интенсивность искривления скважины, град/10 м.

Предельное значение величины  $l_2$ , при которой не происходит прогиба турбобура, определяется по формуле

$$l_2 = 2,83 \cdot l_1$$



Угол перекоса резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет  $1,5^\circ$ , а диаметр корпуса 172, 195 и 240 мм. Интенсивность искривления ствола при их применении доходит до 3 град/10 м.

Преимуществами турбинных отклонителей являются приближение кривого переводника к забою скважины, в результате чего искривление ствола имеет более стабильный характер, мало зависящее от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций (отклонители серии ОТС) позволяет увеличивать мощность и крутящий момент на долоте и применять такие отклонители в скважинах малого диаметра, т. е. там, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов.

Существенным недостатком турбинных отклонителей является малый моторесурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпиндельной и турбинной секций.

Этого недостатка в некоторой

Рис. 7.9. Турбинный отклонитель

степени лишены шпindelь-отклонители (рис. 7.9.), у которых кривой переводник 1 включен в разъемный корпус 2 шпинделя, а вал изготавливается составным, соединенным кулачковыми полумуфтами 3. Такая конструкция отклонителя позволяет разгрузить полумуфты от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбинными отклонителями. Шпindelь-отклонители можно эксплуатировать вместо обычного шпинделя с любым секционным турбобуром.

Угол перекоса кривого переводника серийно выпускаемых шпindelь-отклонителей составляет  $1^{\circ}30'$ , а наружный диаметр - 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис. 7.10. В этом случае на шпинделе или корпусе забойного двигателя приваривается накладка. В результате на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила и происходит искривление скважины. Радиус  $R$  искривления ствола может быть рассчитан по формуле

$$R = l / [2 \sin(\alpha + \varphi)],$$

при этом

$$\sin \alpha = h / l_2$$

$$\sin \varphi = (d + 2h - D) / 2 \cdot l_1$$

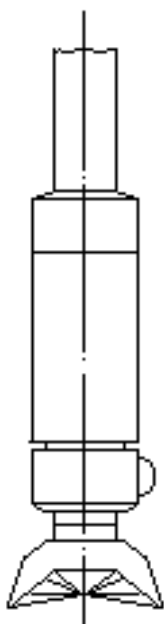


Рис. 7.10. Отклонитель с накладкой

где  $l$  - длина турбобура, м;  $h$  - высота накладки, мм;  $D$  - диаметр долота, мм;  $d$  - диаметр забойного двигателя, мм;  $l_1$  - расстояние от торца долота до накладки, м;  $l_2$  - расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

При применении отклонителей с накладкой искривления скважины наиболее стабильно по сравнению с другими отклонителями. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность отклонителя с накладкой не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем. Однако следует отметить и существенный недостаток - "зависание" инструмента в процессе бурения в результате трения накладки о породу. В ряде случаев, особенно в крепких породах, отмечается снижение механической скорости бурения

до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладок выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако проблема "зависания" сохраняется.

Разновидностью отклонителя с накладкой, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Он представляет собой накладку на шпинделе турбобура, опирающуюся на резиновую рессору. В случае "зависания" или заклинивания инструмента происходит прогиб рессоры, что способствует свободному прохождению отклонителя по скважине. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины.

Для повышения интенсивности и стабильности искривления в ряде случаев в компоновку низа буровой колонны включается два отклонителя, например, шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия отклонителей должны совпадать.

При применении всех описанных выше отклонителей после искривления скважины на требуемую величину производится замена компоновки независимо от степени износа породоразрушающего инструмента. Для сокращения затрат времени возможно бурение компоновкой с отклонителем с одновременным вращением колонны буровых труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является отклонитель с эксцентричной накладкой, т.к. при использовании других отклонителей происходит быстрый износ забойных двигателей. При этом следует отметить увеличение диаметра скважины до 10 % от номинального.

Для регулирования интенсивности искривления в процессе бурения без подъема инструмента предложено несколько конструкций отклонителей. Однако в настоящее время серийно выпускается только отклонитель телепилот, разработанный Французским институтом нефти.

## **7.5. Бурение скважин с кустовых площадок**

Кустовым бурением называют такой способ, при котором устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения. Впервые этот способ был применен в 1934 г. на Каспии, затем стал использоваться в Пермском нефтяном районе. Особенно бурное развитие он получил в Западной Сибири, где в настоящее время более 90 % объема бурения выполняется с кустовых площадок.

Бурение скважин кустовым способом имеет целый ряд существенных преимуществ. Прежде всего, это экономически выгодно, так как при этом значительно сокращаются затраты средств и времени на обустройство площадок под скважины, подъездных путей к ним и

других коммуникаций, существенно уменьшаются затраты времени на вышкостроение, промысловое обустройство скважин, их эксплуатационное обслуживание и ремонт.

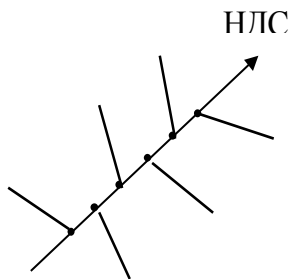
Кроме того, кустовое бурение выгодно и с экологической точки зрения, так как позволяет значительно уменьшить площадь земель, занимаемых под буровыми, а также снизить затраты на природоохранные мероприятия.

Однако широкое развитие кустового способа бурения потребовало разработки новых технологий направленного бурения, новых технических средств и оборудования.

### 7.8.1. Особенности проектирования и бурения скважин с кустовых площадок

Рис. 7.11. Оптимальное направление движения станка

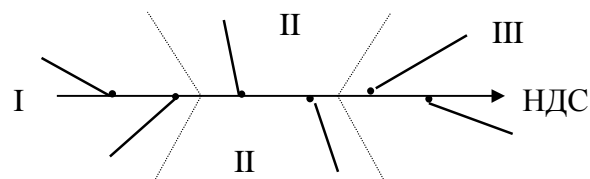
При бурении скважин с кустовых площадок в связи с тем, что устья скважин располагаются близко друг к другу, возможны тяжелые аварии, связанные с пересечением стволов двух скважин. Для предотвращения этого явления при проектировании необходимо учитывать ряд дополнительных факторов. Основным принцип проектирования состоит в том, что в процессе бурения стволы скважин должны отдаляться друг от друга. Это достигается, во-первых, оптимальным направлением движения станка (НДС) на кустовой площадке, во-вторых, соответствующей очередностью разбуривания скважин и, в-третьих, безопасной глубиной зарезки наклонного ствола.



Наиболее оптимальным вариантом бурения с кустовой площадки является такой, при котором направления на проектные забой скважин близки к перпендикулярным по отношению к НДС, а совпадение НДС и направлений на проектные забой нежелательно и должно быть минимальным (рис. 7.11.).

После определения НДС производится проектирование очередности бурения скважин. Она зависит от величины угла, измеряемого от НДС до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В первую очередь бурятся скважины, для которых этот угол составляет  $120-240^{\circ}$  (*I сектор*), причем сначала скважины с большими зенитными углами (рис. 7.12.).

Во вторую очередь - скважины, горизонтальные проекции которых образуют с НДС угол, равный  $60-120^{\circ}$  и  $240-300^{\circ}$  (*II сектор*), и вертикальные скважины. В последнюю очередь бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами  $0-60^{\circ}$  и  $300-360^{\circ}$  (*III сектор*), причем сначала скважины с меньшими зенитными углами.



*Рис. 7.12. Очередность разбуривания скважин с кустовых площадок*

Глубина зарезки наклонного ствола при бурении скважин *I* и *II* секторов для первой скважины принимается минимальной, а для последующих - увеличивается. Во *II* секторе допускается для последующих скважин глубину зарезки наклонного ствола уменьшать только в том случае, если разность в азимутах забуривания соседних скважин составляет  $90^{\circ}$  и более. Для скважин *III* сектора глубина зарезки наклонного ствола для очередной скважины принимается меньшей, чем для предыдущей.

Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола для двух соседних скважин, согласно действующей инструкции [4], должно быть не менее 30 м, если разность в проектных азимутах стволов составляет менее  $10^{\circ}$ ; не менее 20 м, если разность азимутов  $10-20^{\circ}$ ; и не менее 10 м во всех остальных случаях.

Непосредственно в процессе бурения для предотвращения пересечения стволов необходимо обеспечить вертикальность верхней части ствола. Даже небольшое искривление в  $1-2^{\circ}$  на этом участке, особенно в направлении движения станка, может привести к пересечению стволов. Для предотвращения искривления необходимо проверить центровку буровой вышки, горизонтальность стола ротора, прямолинейность всех элементов КНБК, соосность резб.

В процессе бурения на план куста необходимо наносить горизонтальные проекции всех скважин. Однако истинное положение ствола может отличаться от расчетного. Это объясняется погрешностями при измерениях параметров искривления и ошибками графических построений. Поэтому зона вокруг ствола скважины с некоторым радиусом  $r$ , равным среднеквадратической ошибке в определении положения забоя, считается опасной с точки зрения пересечения стволов. Величина этого радиуса с достаточной степенью точности может быть принята равной 1,5 % текущей глубины скважины за вычетом вертикального участка, но не менее 1,5 м. Если в процессе бурения соприкасаются опасные зоны двух скважин, то необходимо замеры параметров искривления производить через 25 м проходки двумя инклинометрами и применять лопастные долота, что

снижает вероятность повреждения обсадной колонны в ранее пробуренной скважине. Чаще же, как показывает практика, пересечение стволов возникает из-за неточностей в ориентировании и несвоевременных замерах параметров искривления.

## 8. ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

Наиболее распространенные виды осложнений - осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления.

### 8.1. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины

Произведенные за последнее время исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины. На рис. 100 приведена классификация видов нарушения целостности стенок скважин.

*Обвалы, (осыпи)* происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Горное давление при этом значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора. Характерные признаки обвалов (осыпей) - резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, *обильный* вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны; иногда - выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению механики скорости прохода.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальный показатель фильтрации и максимально возможно высокую плотность;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;

3) выполнение следующих рекомендаций:

а) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;

б) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;

в) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;

г) подавать бурильную колонну на забой плавно;

д) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;

е) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;

ж) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

*Набухание* происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия бурового раствора и его фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недоходам до забоя и часто к прихватам бурильного инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

1) бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;

3) после приготовления глинистого раствора, отвечающего требованиям, указанным в п. 1, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при спуско-подъемных операциях;

4) выполнение рекомендаций б), в), г), д), е) и ж), перечисленных выше, как мер предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей).

*Ползучесть* происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчаных глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины,

глинистых сланцев или соляных пород сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород. Характерные признаки ползучести - затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

1) разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными глинистыми растворами;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;

3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к нулю;

4) подъем при цементировании обсадных колонн цементного раствора в затрубном пространстве на 50-100 м и выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию);

5) при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, установка трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны.

*Желобообразование* может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования - большие углы перегиба ствола скважины, большой вес единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно-направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба-проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14-1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

1) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

2) стремление к максимальной проходке на долото;

3) использование предохранительных резиновых колец;



4) при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения обвалов (осыпей);

5) при бурении наклонно-направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах соблюдение отношения наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35-1,40;

6) колонну бурильных труб следует поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;

7) при заклинивании трубы надо сбивать вниз.

Желоба ликвидируют проработками ствола скважины в интервале их расположения. Одной из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов является взрыв шнуровых торпед (ТДШ).

*Растворение* происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерный признак растворения соляных пород-интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях-потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного насыщения бурового раствора солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения - бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

*Использование многократной кавернометрии для оценки устойчивости горных пород.* Многократная кавернометрия для оценки устойчивости горных пород широко применяется в практике бурения скважин на нефть и газ. Многократная кавернометрия позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность применяемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважин.

## **8.2. Предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора**

Поглощение бурового раствора - это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения.

*Основные причины поглощения бурового раствора.* Поглощение промывочной жидкости объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта

разность, тем интенсивнее поглощение) и, во-вторых, характером объекта поглощения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы.

1. Геологические факторы - тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.).

2. Технологические факторы - количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спуско-подъемных операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

*Исследования зон поглощений.* Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены различными методами исследований: гидродинамическими, геофизическими и с помощью отбора керна или шлама.

*Методы предупреждения и ликвидации поглощений.* В существующих методах предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные направления: предупреждение осложнения снижением 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.

Различают три категории интенсивности поглощений: малой интенсивности (до 10-15 м<sup>3</sup>/ч), средней интенсивности (до 40-60 м<sup>3</sup>/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м<sup>3</sup>/ч).

Для борьбы с поглощениями бурового раствора широко применяют пакеры различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью:

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

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать

цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений бурового раствора, подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбурываемые). Пакеры разового действия оставляются в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуриваются вместе с цементным мостом.

По принципу действия пакеры многократного действия делятся на гидравлико-механические, гидравлические и механические.

Весьма распространенными являются пакеры гидравлико-механического действия. В манжетном разбуриваемом пакере ТатНИИ разобщение осуществляется при помощи четырех манжет, укрепленных на одном полом дюралюминиевом стволе. Манжеты расположены так, что две средние из них образуют дополнительную камеру самоуплотнения. Жидкость под давлением, попадая в камеру самоуплотнения, прижимает ее манжеты к стенкам скважины, что обеспечивает надежное разобщение ствола скважины при возникновении перепада давления в любом направлении.

В случае высокоинтенсивного поглощения возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т. п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода бурового раствора разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с буровым раствором. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса. Экономически целесообразно бурить без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве бурового раствора. Для ликвидации интенсивных поглощений (более 200 м<sup>3</sup>/ч) прежде всего снижают их интенсивность путем намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т. п.). После намыва песка или забрасывания зоны поглощения инертными материалами ее заливают цементным раствором. После затвердения цемента скважину прорабатывают и затем начинают дальнейшее углубление.

Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, во ВНИИБТ были разработаны перекрывающие устройства. Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновая, нейлоновая, капроновый эластик, металлическая специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Сетчатая оболочка расширяется 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 и поэтому применяются в буровой практике редко.

Крайняя мера борьбы с поглощением бурового раствора - спуск промежуточной обсадной колонны.

### 8.3. Предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними

*Газо-, нефте- и водопро явления.* В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины-возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а потом воды или нефти. Получается водяной или нефтяной фонтан.

Выбросы бывают не только в результате проникновения газа в скважину под превышающим пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции глинистый раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа, при этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Вес столба уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможны выбросы. Выбросы могут возникать и при понижении уровня бурового раствора в скважине, которое *происходит* или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

Признаки начала газопроявлений следующие: а) выход на поверхность при восстановлении циркуляции пачек глинистого раствора, насыщенного газом; б) кипение в скважине при ограниченном поступлении из пластов газа, что может наблюдаться в случае незначительных величин вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора; в) слабый перелив

раствора из скважины; г) повышение уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов (без добавления жидкости в циркуляционную систему); д) появление газа по показаниям газокаротажной станции.

В случаях, указанных выше, следует усилить промывку скважины, приостановить бурение или спуско-подъем до особого распоряжения и одновременно принять меры к дегазации раствора.

Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5-15 % выше пластового, в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных глинистых растворов. При утяжелении глинистого раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной.

Однако нельзя ограничиваться только утяжелением глинистого раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов - операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье герметизировано специальным противовыбросовым оборудованием.

Противовыбросовое оборудование для герметизации устья скважин устанавливается на колонном фланце кондуктора и состоит из превенторов, переходных фланцевых катушек, задвижек, колонных головок и другой специальной арматуры.

Превенторы изготовляются нескольких типов. При использовании плашечных превенторов скважины перекрываются сдвигающимися к центру плашками, выполненными из специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье скважины устанавливается два превентора, оснащенных плашками, соответствующими наружному диаметру труб, которые находятся в скважине. Глухие плашки устанавливаются по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Закрывать плашки можно как ручным способом при помощи штурвала, так и с помощью гидравлического или электрического приводов. Конструкция плашек выполнена таким образом, что за счет давления, возникающего внутри скважины, образуется дополнительное усилие, способствующее еще большему уплотнению.

В универсальных превенторах ствол скважины перекрывается специальным резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе. В открытом состоянии уплотнение обеспечивает прохождение долота. Универсальные превенторы можно закрывать на трубах различного размера и вида (бурильных, УБТ и т. д.).

Вращающиеся автоматические превенторы предназначены для автоматической герметизации устья скважины в процессе бурения. Они

позволяют вращать и расхаживать бурильную колонну при закрытом превенторе; выпускаются на рабочее давление 7,5 и 20 МПа.

Для предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений в процессе бурения, кроме утяжеления глинистого раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнить следующие основные мероприятия.

1. Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

2. Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы.

3. Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, чтобы обеспечить надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

4. При снижении плотности глинистого раствора более чем на  $20 \text{ кг/м}^3$  ( $0,02 \text{ г/см}^3$ ) необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

5. Необходимо иметь запас раствора. На скважинах, в которых предполагается вскрывать зоны с возможными газонефте-проявлениями, а также продуктивные горизонты на вновь разведываемых площадях и объектах; на газовых и газоконденсатных месторождениях; на месторождениях с аномально высокими давлениями буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором.

6. Так как колебания давления при спуско-подъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

7. Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах глинистого раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной подачи насосов и при вращении бурильной колонны.

8. Если при подъеме бурильных труб уровень глинистого раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

9. Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливаются обратный клапан.

При угрозе выбросов буровая бригада должна немедленно принять надлежащие меры:

1. В процессе бурения или промывки скважины:

а) не прекращая промывки, бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы и муфты верхней бурильной трубы из ротора и составляет ее на весу, надежно закрепив тормоз лебедки, после чего руководит работой остальных членов буровой вахты по закрытию верхнего плашечного превентора и наблюдает (после его закрытия) за давлением на его выкиде: при росте давления до максимальных пределов бурильщик переключает выходящий из скважины поток жидкости на отвод со штуцером большого размера;

б) после подъема колонны труб помощники бурильщика при помощи превентора перекрывают устье скважины; после герметизации устья жидкость из скважины через выкидные линии противовыбросового оборудования направляется в циркуляционную систему (амбар);

в) после закрытия превентора непрерывно измеряется плотность бурового раствора и ведется наблюдение за измерением уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов, при необходимости производится утяжеление раствора;

г) при промывке с противодавлением в случае повышения уровня жидкости в приемной емкости буровых насосов следует уменьшить диаметр штуцера для увеличения противодавления на вскрытые пласты, с тем чтобы прекратить повышение уровня жидкости в приемной емкости. При этом давление в кольцевом пространстве не должно превышать допустимых величин;

д) при возрастании давления на устье до сверхдопустимых величин закачка жидкости прекращается, выкидные задвижки закрываются и ведется наблюдение за давлением в скважине, при дальнейшем повышении давления необходимо снижать его, приоткрывая задвижку и одновременно подкачивая раствор в бурильные трубы;

е) если вынужденное снижение давления вызывает необходимость полностью открыть задвижки для фонтанирования скважины через отводы превентора, поток газа следует направить по выкидным линиям в сторону от буровой и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти;

ж) дальнейшие работы по ликвидации фонтанирования проводят по специальному плану.

2. При полностью извлеченной из скважины колонне буровая вахта закрывает превентор с глухими плашками и устанавливает герметизирующее устройство для спуска труб под давлением. Одновременно ведется контроль за давлением на устье скважины. Газонефтепроявления ликвидируются по специальному плану.

3. При подъеме или спуске бурильной колонны, а если проявления незначительны;

а) бурильщик устанавливает бурильную колонну на ротор и вместе с помощником присоединяет ведущую трубу с обратным или шаровым клапаном, после чего колонну приподнимают и закрепляют тормоз лебедки;

б) верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

в) закончив присоединение ведущей трубы, буровая бригада герметизирует устье скважины так, как это было сказано в пункте 1.

Б. Если газопроявления возникают внезапно, сопровождаясь выбросами, не позволяющими присоединить ведущую трубу:

а) верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

б) бурильщик спускает бурильную колонну так, чтобы элеватор доходил до ротора, и оставляет ее на весу;

в) буровая бригада герметизирует устье скважины превентором в соответствии с п. 1, после чего в верхнюю замковую муфту ввинчивают шаровой или обратный клапан (в открытом положении), применяя приспособление для его открытия, а затем закрывают клапан и задвижки на выходе превентора;

г) буровая бригада присоединяет ведущую трубу к бурильной колонне;

д) запускают буровые насосы и направляют поток жидкости в колонну, одновременно бурильщик с помощниками приоткрывает задвижку на линии превентора в циркуляционную систему (через штуцер); эта операция проводится с постепенным увеличением подачи насосов до максимума с таким расчетом, чтобы количество жидкости, выпускаемой из скважины, соответствовало подаче ее насосами, контроль осуществляется по изменению уровня жидкости в приемных емкостях насосов, при этом давление под превентором не должно превышать допустимых величин (давления опрессовки колонны).

Между членами каждой вахты должны быть распределены обязанности на случай возникновения газонефтеводопроявления, которые должны быть указаны в аварийном расписании, вывешенном в культбудке. Буровой мастер должен устраивать учебные тревоги с каждой вахтой по плану ликвидации возможных аварий с регистрацией их проведения в специальном журнале. Контрольные учебные тревоги с буровыми вахтами должны проводить ИТР буровой организации и представители военизированной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов и анализировать результаты этих тренировок.

Иногда приходится прибегать к бурению под давлением. При этом помимо герметизации устья скважины требуется дополнительное оборудование - механизм для проталкивания бурильных или обсадных труб, замкнутая схема циркуляции (состоящая из герметизированных желобов, приемной и запасной емкостей), а также обязательно наличие штуцерной батареи. Противодействие на пласт при бурении под давлением создается столбом глинистого раствора и сопротивлением в штуцере, устанавливаемом на конце выкидной линии, идущей от противовыбросового оборудования.

Иногда, в силу целого ряда обстоятельств, несмотря на принимаемые меры, при открытом фонтанировании нефти или газа возникают пожары. При начавшемся пожаре устье скважины необходимо освободить от оборудования и принять меры к тушению пожара с помощью водяных струй, создаваемых брандспойтами или струями отработанных газов реактивных



двигателей, взрывами и т. п. Если заглушить фонтан перечисленными способами нельзя, то бурят наклонные скважины в зону притока газа, нефти, воды в ствол фонтанирующей скважины и под давлением через наклонные стволы закачивают утяжеленный глинистый раствор. В особенно тяжелых случаях при ликвидации открытых фонтанов нефти или газа прибегают к ядерным взрывам.

*Грифоны и межколонные проявления.* Под грифонами, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать фонтанные газо-, нефте- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или по контакту цемент-порода, за пределами устья скважины. Фонтанные нефте-, газо- и водопроявления в кольцевом пространстве, между эксплуатационной и технической колонной, а также между технической колонной и кондуктором обычно называют межколонными проявлениями. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимно связаны и обуславливают друг Друга.

По причинам возникновения все случаи грифонообразования, а также межколонных проявлений связаны с некачественной изоляцией высоконапорных пластов, необоснованно выбранной глубиной спуска кондуктора и низким качеством его цементирования. Эти причины, а также негерметичность обсадных колонн могут привести к прорыву пластовой жидкости и газа на поверхность и образованию грифонов у устья скважины.

Для предотвращения грифонов и межколонных проявлений необходимо: спустить кондуктор с учетом перекрытия пластов, по которым может произойти прорыв пластовой жидкости (газа) на поверхность, и обеспечить качественное его цементирование с подъемом цементного раствора до устья; обеспечить качественное крепление скважины промежуточными и эксплуатационной колоннами с обязательным подъемом цемента до башмака предыдущих колонн.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывает тяжелые последствия. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. В ряде случаев работы по ликвидации грифонов заканчиваются гибелью скважин.

Вместе с тем, при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этого осложнения.

Для борьбы с действующими грифонами, образовавшимися при проводке скважин, следует осуществлять форсированный отбор жидкости и газа на соседних скважинах, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится).

В случае когда в результате действия грифона доступ к устью бурящейся скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно-направленные скважины.

## 8.4. АВАРИИ В БУРЕНИИ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ

### 8.4.1. Виды аварий, их причины и меры предупреждения

Авариями в процессе бурения называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Аварии происходят главным образом в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурового оборудования и бурильного инструмента и недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение бурильного инструмента и других предметов в скважину. Очень часто прихват инструмента в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию.

В основном прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам.

1. Вследствие перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

2. При резком изменении гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

3. Вследствие нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола.

4. При образовании сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.

5. Вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в желобах, заклинивания бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота.

6. В результате оседания частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.

7. При неполной циркуляции бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

8. При преждевременном схватывании цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

9. При отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей буровой установки.

Для предупреждения прихватов необходимо:

1) применять высококачественные глинистые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин, снижать липкость глинистого раствора, вводить смазывающие добавки;

2) обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока глинистого раствора; перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров глинистого раствора в соответствие с указанными в ГТН;

3) обеспечивать полную очистку глинистого раствора от обломков выбуренной породы;

4) регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

5) утяжелять глинистый раствор при вращении бурильной колонны;

6) следить в глубоких скважинах за температурой восходящего глинистого раствора, так как резкое снижение ее свидетельствует о появлении разрыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

7) при вынужденных остановках необходимо:

а) через каждые 3 - 5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

б) при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в необсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя ее при длительной остановке;

в) в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать бурильную колонну или поднимать ее;

8) для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжеленного глинистого раствора следует систематически применять профилактические добавки: нефть (10 - 15%), графит (не более 0,8%), поверхностно-активные вещества (например, сульфонол в виде 1 - 3 %-ного водного раствора, смазочные добавки СМАД-1 (до 3%) и СГ (до 2%). Подбор рецептур в каждом определенном случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов. При бурении разведочных скважин добавлять нефть и другие добавки на нефтяной основе не рекомендуется, чтобы не исказить представление о продуктивности горизонтов.

Поломка долот вызывается спуском дефектных долот при отсутствии надлежащей проверки их, чрезмерными нагрузками на долото и передержкой долот на забое. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения вращения шарошек на забое скважины, т. е. происходит прихват их на осях. Основные признаки поломки долота во время бурения-прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны. Чаще всего

происходит поломка подшипников шарошек колонковых и трехшарошечных долот. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении бурильная колонна начинает заклиниваться. Поломку долота при проработке ствола скважины очень трудно обнаружить до подъема бурильной колонны. Поэтому необходимо особенно тщательно проверять долота, применяемые для проработки, и ограничивать время их работы.

Чтобы предотвратить аварии, связанные с поломкой долот, необходимо:

1) перед спуском долота в скважину проверить его диаметр кольцевым шаблоном, а также проверить замковую резьбу, сварочные швы лап и корпуса и промывочные отверстия - наружный осмотр, насадку шарошек на цапфах - вращением от руки;

2) бурить в соответствии с указаниями геолого-технического наряда. Особое внимание должно быть обращено на очистку промывочной жидкости;

3) поднятое из скважины долото отвинчивать при помощи долотной доски, вставленной в ротор, промывать водой, подвергать наружному осмотру и замеру.

Рекомендуется периодически очищать забой скважины от металла магнитным фрезером или забойным шламоуловителем.

Поломки турбобура происходят вследствие разъедания буровым раствором, развинчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля с оставлением в скважине турбины. Признак таких поломок резкое падение давления на буровых насосах и прекращение проходки.

Для предотвращения аварий с турбобурами надо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала у каждого турбобура; такая проверка турбобура, поступившего с завода-изготовителя, производится на базе бурового предприятия, а турбобура, поступившего из ремонта, - на буровой. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура, поступившего из ремонта, необходимо проверять плавность его запуска при подаче насосов, соответствующей нормальному режиму его работы, осевой люфт вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные нужно заносить в журнал.

Аварии с бурильными трубами часто бывают при роторном бурении скважин. Одна из основных причин этих аварий - совокупность всех напряжений, возникающих в трубах, особенно при местных пороках в отдельных трубах. К последним относятся разностенность труб, наличие внутренних напряжений в трубах, особенно в их высаженной части, как следствие неправильно проведенного технологического процесса по изготовлению труб, и дефекты резьбового соединения труб.

К основным причинам возникновения аварий с бурильными трубами относится также недостаточная квалификация мастеров, бурильщиков и других работников буровых бригад.

Наибольшее число аварий с бурильными трубами при бурении гидравлическими забойными двигателями связано с разъеданием резьб промывочной жидкостью.

Основными мерами предупреждения аварий с бурильными трубами являются:

1) организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;

2) технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и обмером их, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии;

3) организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания бурения скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания;

4) обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении;

5) использование предохранительных колпаков или колец, навинчиваемых на резьбу замков;

б) бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

Падение бурильной колонны в скважину, являющееся одним из самых тяжелых видов аварии, происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор. Для предотвращения открытия элеватора при спуске бурильной колонны бурильщикам необходимо хорошо знать состояние ствола скважины, наличие в ней уступов и при приближении к ним замедлять спуск.

Плашка и цепи механических ключей, звенья роторной цепи, болты, гайки и другие детали - таков неполный перечень мелких предметов, падающих на забой скважины. Падение их происходит во время спуско-подъемных операций и объясняется использованием неисправного инструмента.

Иногда после подъема бурильной колонны начинают производить работы над открытым устьем скважины, и это приводит к тому, что на забой скважины падают долота, кувалды и другие предметы. Надо всегда помнить, что над открытой скважиной категорически запрещается проводить какие-либо работы. После того как из скважины извлечен инструмент, ее устье следует немедленно закрыть специальной крышкой.

#### **8.4.2. Ликвидация прихватов**

В практике бурения применяется ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются расхаживанием (многократно чередуя опускание и поднятие колонны) и проворачиванием ротором бурильной колонны. Усилие, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственный вес колонны и лимитируется прочностью труб и талевой системы. Поэтому перед расхаживанием должно быть тщательно проверено состояние вышки, талевой системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора 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).

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. 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 прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на 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.

### **8.4.3. 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.

*Ловильный инструмент.* Для ловильных работ используют специальные (ловильные) инструменты самых различных типов и назначений. Остановимся на основных из них.

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) - для извлечения колонны 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 на 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 возник со стороны ниппеля замка.

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.

Колокола изготавливают из кованных заготовок, в верхней части которых для присоединения к бурильным трубам нарезают резьбу. В нижней части колокола нарезают внутреннюю ловильную резьбу специального профиля для захвата бурильных труб при ловильных работах.

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 муфты или за 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 использовать, а колоколом и метчиком не удастся соединиться с оставшейся на забое частью бурильной колонны и где длина колонны не превышает 400 м и она не прихвачена.

Овершот представляет собой корпус из толстостенной, обычно башмачной трубы, внутри которого приклепаны 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 удается и оставшиеся в скважине трубы не искривлены.

Удочку («ерш») используют для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля. Удочку изготавливают наваркой крючков на стержень или на 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) зева 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.

Фрезер используют для частичного или полного удаления металлических выступающих частей или деталей. Работа фрезером (фрезерование) состоит в разрушении металлического объекта и превращении его в стружку. Внешняя форма фрезера зависит от его назначения:

- а) фронтального действия: плоский; конический; и цилиндрический;
- б) внешнего воздействия: в форме усеченного конуса, конической, цилиндрической и цилиндрическо-конической.
- в) внутреннего воздействия: цилиндрическо-коническая форма и комбинированного воздействия.

#### **8.4.4. Ликвидация аварий**

##### *Ликвидация аварий с бурильными трубами и долотами*

Успешная ликвидация аварий с бурильными трубами в большой степени зависит от того, как скоро замечен момент слома труб. При обнаружении аварий с бурильными трубами бурильщик поднимает их с максимальной скоростью. Поднятый конец сломанной части бурильной колонны на поверхности очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Затем подсчитывают количество свечей, оставшихся в скважине, определяют глубину, на которой находится верхний конец поломанной колонны труб, и намечают мероприятия по ликвидации аварии.

Работы по ликвидации аварии (любой) в скважине ведутся буровым мастером под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного (старшего) инженера бурового предприятия (разведки, участка) в зависимости от сложности работ.



Перед спуском в скважину ловильного инструмента составляется эскиз общей его компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Для ловли бурильной колонны применяют ловитель (шлипс) с промывкой, метчик или колокол. Эти инструменты позволяют после захвата оставшейся колонны бурильных труб производить расхаживание и промывку скважины. Длина спускаемого в скважину инструмента для ловильных работ должна подбираться с таким расчетом, чтобы крепление ловильного инструмента осуществлялось ротором с пропущенной через стол ротора ведущей бурильной колонной.

Ловитель (шлипс) применяют как для ловли з.а замок, так и за трубу. Для извлечения колонны ловителем дают натяжку, включают буровой насос, восстанавливают циркуляцию, после чего приступают к ее подъему. Если колонна не поднимается, ее расхаживают без вращения.

Метчик обычно спускают с направляющей трубой большего диаметра, оканчивающейся воронкой. Спущенный на бурильных трубах метчик покрывает оборванный конец трубы воронкой и конусом входит внутрь трубы до тех пор, пока не упрется в кромку трубы. Приподняв немного бурильную колонну, чтобы ослабить давление на оборвавшийся конец трубы, проворачивают ее по часовой стрелке на  $90^\circ$ , затем обратно на  $45^\circ$  и опять на  $1/4$  оборота по часовой стрелке. При постепенном опускании бурильной колонны вниз метчик врезается в трубы и закрепляется в них. Запрещается окончательно закреплять ловильный инструмент на сломе до восстановления циркуляции бурового раствора через долото. После этого пробуют поднять колонну. В случае прихвата ее расхаживают. При расхаживании необходимо помнить, что подъемные усилия выше допустимых вызывают срыв ловильного инструмента, обрыв бурильных труб, обрыв талевого каната или разрушение вышки. Если циркуляцию восстановить не удастся, метчик под натяжкой срывают.

Аналогично описанному ведутся работы по соединению и извлечению оставшейся колонны при помощи колокола.

При сильном отклонении конца колонны от центра скважины ее отводят к центру посредством отводного крючка и лишь после этого спускают метчик или колокол.

Когда даже после восстановления циркуляции не удастся расхаживанием освободить колонну, прибегают к нефтяной ванне или принимают другие меры. Если все попытки освободить инструмент безрезультатны, приступают к развинчиванию его по частям левым метчиком или колоколом на левых трубах. Иногда вместо отвинчивания по частям офрезерованную часть оставшегося инструмента вырезают при помощи наружной труборезки. При этом отрезанная часть извлекается из скважины вместе с труборезкой.

Основной инструмент для извлечения оставшихся в скважине деталей долот - магнитный фрезер, который спускают в скважину на бурильных трубах. Не доходя до забоя 6 - 7 м, начинают промывку, вращая ротор на

малой скорости. Дойдя до забоя, при небольшой осевой нагрузке фрезер собирает оставшиеся детали в центр забоя, коронка магнитного фрезера забуривается в породу, нижний полюс сближается с оставшимися на забое деталями и удерживает их. Затем промывка прекращается и начинается подъем бурильной колонны. Ни в коем случае не следует продолжать длительное время работать на оставшихся металлических деталях - это в большинстве случаев приводит к осложнению аварии. Магнитный фрезер используют также для ловли всевозможных мелких металлических предметов, упавших в скважину.

#### *Ликвидация аварий с турбобурами*

Аварии, вызванные срывами резьбы турбобура, ликвидируются довольно быстро калибром (в качестве калибра обычно используется переводник турбобура), навинчиваемым на сорванную резьбу корпуса, либо специальными ловителями, захватывающими турбобур за контргайку пяты, или специальным метчиком, пропускаемым внутрь верхнего отверстия вала. Большие затруднения при турбинном бурении вызывает заклинивание долота. В данном случае отбивка долота вращением колонны бурильных труб при помощи ротора исключается, так как долото и колонна бурильных труб соединяются через подшипники турбобура и вращение бурильных труб приводит к вращению только корпуса турбобура. Поэтому, прежде чем отбить долото вращением, надо расклинить вал турбобура в корпусе. Для этого необходимо забросить в трубы мелкие металлические предметы. Забрасывать эти предметы следует с прокачкой бурового раствора для того, чтобы гарантировать попадание мелких металлических предметов в турбину турбобура. При прокачивании бурового раствора и медленном вращении бурильной колонны ротором металлические предметы, попадая между верхними лопатками верхних ступеней турбины, разрушают эти лопасти, которые, в свою очередь попадают в следующие ступени и вызывают заклинивание статоров и роторов.

В случае заклинивания вала в корпусе турбобура долото отбивают так же, как и в роторном бурении, вращением колонны бурильных труб, так как при этом вращение бурильных труб будет обеспечивать и вращение долота.

Аварии при бурении одной и той же скважины могут возникнуть при замене турбобуров меньших диаметров турбобурами больших диаметров. Это объясняется тем, что в стенках скважины в местах перехода из одних пород в другие образуются уступы, определяющие проходимость данного типоразмера турбобура при вполне определенном диаметре долота.

*Уход в сторону от оставшегося в скважине инструмента.* Когда оставленную в скважине бурильную колонну не удастся поднять или когда на извлечение ее требуется слишком много времени, следует уходить в сторону, т. е. бурить новый (второй) ствол скважины. Для этого выше места, где находится конец оставшегося инструмента, начинают бурить новый ствол.

Если в стволе скважины не имеется сильно искривленного участка, откуда удобнее всего забуриваться, над оставшейся колонной ставят цементный мост и после его затвердения начинают забуривать новый ствол роторным или турбинным способом, *Торпедирование скважин*. Работы по ликвидации аварий в скважинах иногда длятся долго и не дают положительных результатов. В этих случаях целесообразно торпедировать колонну, оставшуюся в скважине, а затем бурить второй ствол до проектной глубины. Торпедирование заключается в том, что в скважину на определенную глубину спускают взрывчатое вещество, которое, взрываясь, разрушает оставшуюся в скважине колонну.

Для успешного раздробления больших металлических кусков или для загона их в раздробленном состоянии в стенки скважины снаряд со взрывчатым веществом (торпеду) устанавливают в непосредственной близости к предмету, подлежащему разрушению. Для этого тщательно прорабатывают долотом место, где должен быть установлен снаряд, опускают сначала шаблон, а затем спускают снаряд со взрывчатым веществом для взрыва.

Для взрыва внутри прихваченных бурильных труб следует применять торпеду, диаметр которой должен быть на 10 мм меньше диаметра проходного отверстия бурильных труб. Торпеду нужно взрывать против муфты или замка, иначе в трубе может получиться от взрыва только продольная трещина, которая будет бесполезна, потому что не удастся поднять верхнюю часть бурильной колонны.

#### *Аварии с обсадными трубами*

Наиболее распространенный вид аварий с обсадными трубами - отвинчивание башмака колонны и протирание обсадных труб. Башмак колонны отвинчивается в том случае, когда нижняя часть колонны не закреплена, например, когда цемент закачан выше башмака или не схватился у башмака. При дальнейшем бурении, особенно роторным способом, не зацементированный башмак от трения муфт бурильных труб отвинчивается. Чтобы определить расположение отвинтившегося башмака, в скважину обычно опускают печать, выполненную из куска обсадной трубы. Нижняя часть печати имеет воронкообразную форму. В эту часть вставлена деревянная пробка, в которую забиты гвозди; гвозди оплетены проволокой и залиты гудроном или свинцом. Печать опускают до отвинченного башмака. По отпечатку судят о том, как расположен башмак в скважине. Такую аварию ликвидируют при помощи пикообразных долот, которыми стремятся поставить башмак вертикально, чтобы долото полного размера свободно проходило через него. Лучшее средство против возникновения таких аварий - упрочнение нижних труб кондуктора и технических колонн сваркой. При длительной работе бурильные трубы своими муфтами и замками иногда совершенно протирают обсадные трубы. Средством предохранения от протирания служат предохранительные кольца. Протирание обсадных труб будет значительно интенсивнее в искривленной скважине.

Когда против протертого места обсадной колонны имеется цементный стакан, в колонне в процессе бурения не происходит никаких осложнений. Если цементный стакан отсутствует, то при бурении обсадные трубы могут рваться лентами, что затрудняет проход долота. Если же, кроме того, за трубами будут обваливающиеся породы, протирание может осложниться смятием. Во всех этих случаях единственная мера ликвидации аварии- спуск и цементирование промежуточной обсадной колонны меньшего диаметра.

#### **8.4.5. Организация работ при аварии**

Ловильные работы и ликвидация прихватов - весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям с людьми. Поэтому о возникновении аварии бурильщик обязан немедленно известить бурового мастера, а в случае его отсутствия - руководителя участка или разведки, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварии, но не позднее чем через 5 сут с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварии, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварии (прихвата) необходимо выполнять быстро и организованно; чем дольше находится инструмент в скважине, тем труднее будет его извлечь.

При ликвидации аварий в скважинах допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвующим в ликвидации аварии, необходимо строго руководствоваться Правилами техники безопасности в нефтяной промышленности и Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

### **9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН**

#### **9.1. Общие сведения**

С углублением ствола скважины по мере необходимости проводят работы по его креплению. Понятие крепления скважины охватывает работы по спуску в скважину обсадной колонны и ее цементированию. Спущенная в ствол обсадная колонна - составной элемент конструкции скважины.

В понятие конструкции скважины включают следующие характеристики: глубину скважины; диаметр ствола скважины, который можно оценивать по диаметру породоразрушающего инструмента (долота, бурголовки и т. п.), применяемого для бурения каждого отдельного интервала, и уточнять на основе замеров профилометрии и кавернометрии; количество обсадных колонн, спускаемых в скважину, глубину их спуска,

протяженность, номинальный диаметр обсадных колонн и интервалы их цементирования.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т. е. достижение запроектированной глубины и выполнение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине.

Конструкция скважины зависит от степени изученности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов. При ее разработке необходимо учитывать требования по охране недр и защите окружающей среды.

Определяющими факторами являются допустимая протяженность интервалов, где возможно бурение без крепления, и конечный диаметр ствола скважины или рекомендуемый диаметр последней (эксплуатационной) колонны.

Крепление скважины проводят с различными целями: закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород; изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу; разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью; разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов; образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости; создание надежного основания для установки устьевого оборудования.

На практике в глубокие скважины обычно спускают несколько обсадных колонн, которые различаются по назначению и глубине спуска:

*1 - направление* - служит для закрепления устья скважины и отвода изливающегося из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину 3 - 10 м;

*2 - кондуктор* - устанавливается для закрепления стенок скважины в интервалах, представленных разрушенными и выветрелыми породами, и предохранения водоносных горизонтов - источников водоснабжения от загрязнения, глубина спуска до нескольких сот метров;

*3 - промежуточная колонна* - служит для изоляции интервалов слабосвязанных неустойчивых пород и зон поглощения; промывочной жидкости; глубина спуска колонны зависит от местоположения осложненных интервалов;

*4 - эксплуатационная колонна* - образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром.

*5 - потайная колонна (хвостовик)* - служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает

поверхности и размещается внутри расположенной выше обсадной колонны. Если она не имеет связи с предыдущей колонной, то называется «летучкой».

Спущенную обсадную колонну цементируют в стволе скважины по всей длине или в некотором интервале, начинающемся от нижнего конца колонны. Промежуточная колонна в отдельных случаях, когда имеется опасность чрезмерного ее износа при бурении нижерасположенного интервала, может быть съёмной или проворачиваемой. В этом случае ее не цементируют.

При бурении скважин на морских акваториях с опорных или плавучих средств от водной поверхности к донному устью скважины устанавливают, подвесную водоизолирующую колонну, которая служит для подъема промывочной жидкости к поверхности и является направлением для бурильной колонны во время ее спуска в скважину.

## 9.2. Разработка конструкции скважины

В проекте строительства скважины разработка ее конструкции - очень ответственный раздел. От правильного учета характера нагружения, условий работы и износа колонн за период существования скважины зависит надежность конструкции. Вместе с тем выбранная конструкция предопределяет объем работ в скважине и расход материалов и поэтому существенным образом влияет на стоимостные показатели строительства и эксплуатации скважины.

Разработка конструкции скважины начинается с решения двух проблем: определения требуемого количества обсадных колонн и глубины спуска каждой из них; обоснования расчетным путем номинальных диаметров обсадных колонн и диаметров породоразрушающего инструмента.

Число обсадных колонн определяется на основании анализа геологического разреза в месте заложения скважины, наличия зон, где бурение сопряжено с большими осложнениями, анализа картины изменения коэффициентов аномальности пластового давления и индексов поглощения, а также накопленного практического опыта проводки скважин. Результаты изучения конкретной геологической обстановки позволяют сделать выводы о несовместимости условий бурения и на этом основании выделить отдельные интервалы, подлежащие изоляции. По имеющимся данным строят график изменения *коэффициента аномальности* пластового давления  $k_a$  и *индекса давления поглощения*  $k_n$  с глубиной и на нем выделяют интервалы, которые можно проходить с использованием раствора одной плотности.

В отдельных случаях, когда имеющихся геологических сведений недостаточно для обоснования количества колонн и у проектировщиков имеются серьезные опасения, что в скважине могут возникнуть непредвиденные осложнения, в конструкции первых поисковых и поисково-разведочных скважин может быть предусмотрена резервная колонна.

Глубину спуска каждой обсадной колонны уточняют с таким расчетом, чтобы ее нижний конец находился в интервале устойчивых монолитных слабопроницаемых пород и чтобы она полностью перекрывала интервалы слабых пород, в которых могут произойти

гидроразрывы при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) в нижележащем интервале.

Определив число обсадных колонн и глубину их спуска, приступают к согласованию расчетным путем нормализованных диаметров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента. Исходным для расчета является либо диаметр эксплуатационной колонны, который устанавливают в зависимости от ожидаемого дебита скважины, либо конечный диаметр скважины, определяемый размером инструментов и приборов, которые будут использоваться в скважине.

По расчетному значению внутреннего диаметра в соответствии с размерами, указанными в ГОСТ 632, подбирают нормализованный диаметр обсадной колонны. Подобным образом повторяют расчет для каждой последующей колонны до самой верхней.

Если строительство скважины завершается без спуска обсадной колонны на конечную глубину, исходным является диаметр долота для конечного интервала.

### **9.3. Компоновка обсадной колонны**

Обсадную колонну собирают из обсадных труб либо одного номинального размера (*одноразмерная колонна*), либо двух номинальных размеров (*комбинированная колонна*). Трубы подбирают в секции в соответствии с запроектированной конструкцией обсадной колонны.

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят дополнительные элементы: башмак, обратный клапан, заливочный патрубок, упорное кольцо, заливочную муфту, трубные пакеры, центраторы (фонари), скребки.

Башмак обсадной колонны навинчивают на нижний конец первой (снизу) обсадной трубы и закрепляют сваркой. Он служит для предохранения нижнего торца обсадной колонны от смятия и для ее направления по стволу скважины в процессе спуска. Используются башмаки различной конструкции: простейшая представляет собой короткий отрезок стальной толстостенной трубы с фасками (наружной и внутренней) на нижнем торце. Такие башмаки устанавливают на обсадных колоннах большого диаметра, начиная с 351 мм.

Обычно в башмачное кольцо снизу вводят направляющую пробку. Она имеет конусообразную или сферическую форму и изготавливается из легко разрушаемого материала: бетона, алюминия, дерева. Имеются пробки чугунные и стальные. Благодаря своей форме, пробка облегчает прохождение обсадной колонны на участках искривления ствола. В самом кольце башмака или в направляющей пробке делают боковые отверстия, через которые цементный раствор закачивается в затрубное пространство.

*Обратный клапан* устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Имеются конструкции колонных башмаков, включающие обратный клапан. Обратный клапан служит для перекрытия пути поступления жидкости внутрь обсадной колонны.

В зависимости от конструктивных особенностей обратные клапаны могут выполнять дополнительные функции: дифференциальный клапан при спуске колонны допускает регулируемое частичное заполнение обсадной колонны жидкостью, обратные клапаны типа ЦКОД допускают постоянное заполнение колонны и срабатывают после введения дополнительного запорного элемента (шарика) и т. п.

Выбор конструкции клапана зависит от конкретных условий в скважине, и прежде всего от опасности проявлений и наличия зон поглощения.

*Заливочный патрубок* устанавливают непосредственно над башмаком (ниже обратного клапана). Он представляет собой отрезок трубы длиной около 1,5 м с отверстиями, расположенными по винтовой линии. Они соединяют затрубное пространство с внутренним объемом обсадной колонны. Заливочный патрубок применяют для подачи цементного раствора в затрубное пространство при цементировании обсадной колонны.

*Упорное кольцо* (кольцо «стоп») устанавливают в обсадной колонне на 20 - 30 м выше башмака. Оно имеет суженный внутренний диаметр и служит для задерживания цементировочных пробок. Кольцо изготовляют из серого чугуна, иногда применяют упорные кольца, изготовленные из цемента.

*Заливочной муфтой* обсадная колонна оснащается в том случае, если предусматривается ступенчатое цементирование. Она позволяет открыть в нужный момент каналы для подачи цементного раствора в затрубное пространство, а затем вновь их перекрыть. Место установки муфты определяется заранее по протяженности интервалов цементирования.

*Трубный пакер* вводят в оснащение обсадной колонны для создания надежной изоляции отдельных интервалов в затрубном пространстве. Пакер устанавливают в местах залегания устойчивых непроницаемых горных пород. В большинстве конструкций пакеров надежная изоляция достигается деформированием эластичного элемента, надетого на корпус, и плотным его смыканием со стенками ствола скважины. По способу перевода в рабочее состояние трубные пакеры подразделяются на гидравлические (пакеры ППГ, ПДМ и ПГБ-250 конструкции ВНИИБТ) и механические (конструкции, разработанные в объединениях «Краснодар-нефтегаз», «Куйбышевнефтегаз» и др.). В гидравлическом пакере под уплотнительный элемент поступает жидкость, вызывая его деформацию в поперечном размере. В механическом пакере эластичный элемент деформируется за счет разгрузки на него части веса самой обсадной колонны.

Несколько отличается от других пакер-фильтр ПФМ конструкции ТатНИПИнефти, не имеющий упругих элементов. На рабочей поверхности пакера установлен фильтр. Полость под фильтром сообщается с внутренним пространством обсадной колонны через отверстия с находящимися в них шариковыми обратными клапанами. После закачки цементного раствора в затрубное пространство колонна разгружается от внутреннего давления. За счет избытка наружного давления на фильтре происходит интенсивное отфильтровывание жидкой фазы из цементного раствора внутрь колонны.



Обезвоженный цементный раствор в зазоре между фильтром и колонной в короткий срок схватывается и образует плотный пояс из цементного камня, препятствующий перетоку в начальный период схватывания цемента за колонной.

*Центраторы* («фонари») устанавливают на обсадной колонне для поддержания соосности ствола скважины и спущенной обсадной колонны и создания благоприятных условий для равномерного распределения цементного раствора по кольцевому зазору. Как считают некоторые исследователи, центраторы также способствуют снижению сил трения при спуске колонны и более полному замещению цементным раствором жидкости, находившейся в затрубном пространстве. Как правило, применяют пружинные центраторы, при использовании которых центрирование колонны в стволе скважины осуществляют с помощью пружинных арочных планок, концы которых закреплены на кольцах-обоймах. По конструкции колец центраторы подразделяют на разъемные (ЦПР конструкции ВНИИБТ, ЦЦ конструкции ВНИИКРнефти) и неразъемные (ФП конструкции ГрозНИИ).

*Кольцо-обойма* состоит из двух шарнирно соединенных половинок. Такой центратор легко надевается на обсадную трубу над устьем скважины при спуске колонны. У неразъемных центраторов кольца-обоймы целые, они должны быть предварительно надеты на трубу. Продольное перемещение центраторов по трубе ограничивается стопорным кольцом, которое располагается между кольцами-обоймами.

Эффект центрирования зависит от правильности выбора интервала установки центраторов по стволу и расстояния между цент-раторами на колонне. Центраторы размещают на наиболее ответственных участках колонны, где надежность изоляции имеет очень большое значение (интервал продуктивного горизонта и его кровли, низ обсадной колонны и т. п.). Расстояние между центраторами может быть вычислено по методике ВНИИБТ или ВНИИКРнефти

*Скребки* устанавливают на обсадной колонне для удаления глинистой корки со стенок скважины и повышения надежности сцепления цементного камня со стенками ствола скважины. Известны две разновидности конструкции скребков - круговые и прямолинейные.

#### 9.4 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ К СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ. СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Крепление некоторого интервала ствола скважины обсадной колонной с последующим ее цементированием - весьма важный и ответственный этап в строительстве скважины. От качества проведения этих работ в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность и долговечность.

Весь комплекс подготовительных мероприятий нацелен на то, чтобы спуск обсадной колонны проходил без вынужденных остановок и перерывов, во время спуска обсадная колонна не подвергалась непредвиденным перегрузкам, опасным с точки зрения ее целостности и нарушения профиля

труб, и чтобы в скважину не попали трубы с дефектами, которые могут повлечь нарушение целостности обсадной колонны или потерю герметичности.

Комплекс подготовительных мероприятий включает подготовку обсадных труб, бурового оборудования и самой скважины.

Подготовка обсадных труб

В подготовку обсадных труб входит проверка качества их изготовления и обеспечение сохранности при транспортировании к месту проведения работ и погрузо-разгрузочных операциях, а также при их перемещении на буровой.

При хорошей организации контроля обсадные трубы неоднократно подвергаются проверке и проходят следующие виды контрольных испытаний и обследований:

- гидравлические испытания на заводах-изготовителях;
- обследование наружного вида обсадных труб, проверку резьб и шаблонирование внутреннего диаметра труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР);
- гидравлические испытания обсадных труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР), в отдельных случаях испытания труб можно проводить непосредственно на буровой;
- визуальное обследование доставленных на буровую труб, промер длины каждой трубы;
- шаблонирование, проверку состояния резьбы трубы над устьем скважины во время спуска обсадной колонны.

Завод-изготовитель при проверке качества готовой продукции проводит гидравлические испытания обсадных труб. По действующим инструкциям испытывать необходимо все трубы диаметром до 219 мм включительно и 50%, труб диаметром свыше 219 мм. Каждая труба поступает на испытание с навинченной и закрепленной муфтой.

Под давлением труба должна находиться не менее 10 с. Обсадная труба признается годной, если на ее внешней поверхности не обнаруживается никаких следов проникновения влаги изнутри.

На трубно-инструментальной базе бурового предприятия все трубы, прошедшие осмотр и инструментальный контроль, подвергаются гидравлическим испытаниям на специальных стендах. Предельное давление при испытании определяют в зависимости от ожидаемых максимальных давлений. Для эксплуатационных и промежуточных колонн оно должно превышать ожидаемое внутреннее избыточное давление на 5 - 20 %. Но при этом давление испытания не должно превышать допустимых значений. Трубу выдерживают под максимальным давлением не менее 10 с и слегка обстукивают ее поверхность вблизи муфты. Труба признается годной, если не обнаруживается никаких следов проникновения влаги изнутри. У прошедшей испытания трубы на прочищенные и смазанные резьбы навинчивают

специальные предохранительные колпаки для их защиты от повреждения при транспортировке на буровую.

Подготовка бурового оборудования

Обеспечить безотказную работу бурового оборудования и создать наиболее благоприятные условия для буровой бригады на период спуска обсадной колонны - таковы основные задачи подготовки оборудования. Одновременно на буровую должны быть доставлены весь необходимый инструмент и материалы.

Буровая бригада совместно с представителями механической службы проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на надежность крепления и исправность буровой лебедки и ее тормозной системы, проверяют исправность буровых насосов и заменяют изношенные детали, проверяют состояние вышки и талевого системы, в случае необходимости осуществляют переоснастку талевого системы для повышения ее грузоподъемности. На высоте 8 - 10 м от пола на вышке устанавливают передвижную люльку для рабочего, который будет занят центрированием верхнего конца наращиваемой обсадной трубы. Проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой.

Подготавливают рабочее место у устья скважины: убирают инструмент, который не понадобится при спуске колонны, и очищают пол буровой, вровень со столом ротора устанавливают временный деревянный настил. Обращают внимание на усиление освещенности рабочих мест, навешивают дополнительные светильники.

В подготовительный период на буровую доставляют достаточное количество (с резервом) дополнительного инструмента, который понадобится при спуске обсадной колонны. Обсадные трубы подвозят специальными транспортными средствами и размещают на стеллажи по секциям в порядке их спуска. На каждый комплект предусматривается резерв в количестве 5 %, от метража труб.

Подготовка ствола скважины

Чтобы избежать осложнений при спуске обсадной колонны, предусматривается комплекс работ по подготовке ствола скважины. Виды работ и их объем зависят от состояния ствола скважины, сложности геологического разреза и протяженности открытой части ствола. О состоянии ствола судят по наблюдениям при спуске и подъеме бурильной колонны (посадки, прихваты, затяжки и т. д.), по прохождению геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Заранее выделяют интервалы, где отмечены затруднения при спуске бурильного инструмента, зоны сужения ствола, образования уступов, участки резкого перегиба оси скважины и т. д. В этих интервалах в подготовительный период проводят выборочную проработку ствола. В скважину спускают новое долото (с центральной промывкой) в сочетании с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают выделенные интервалы с промывкой при скорости подачи 40 м/ч. Выдерживание вращающегося инструмента на одном месте не допускается

во избежание зарезки нового ствола. Если отмечаются трудности в прохождении инструмента, его приподнимают и спускают несколько раз. В сложных условиях скорость подачи инструмента может быть снижена до 20 - 25 м/ч.

После выборочной проработки ствол скважины шаблонируют. Для этого из обсадных труб собирают секцию длиной около 25 м и на колонне бурильных труб спускают ее в ствол скважины на всю глубину закрепляемого участка. Таким способом проверяют проходимость обсадных труб.

Через спущенный инструмент скважину тщательно промывают до полного выравнивания свойств промывочной жидкости. Общая продолжительность непрерывной промывки не менее двух циклов. В конце промывки в закачиваемую промывочную жидкость добавляют нефть, графит и другие аналогичные добавки для облегчения спуска обсадной колонны. При извлечении из скважины длину инструмента измеряют и по суммарной его длине контролируют протяженность ствола скважины.

Завершив подготовительные работы, приступают к спуску обсадной колонны в скважину.

#### Спуск обсадной колонны

Последовательность спуска секций в скважину и использование вспомогательных элементов (центраторы, скребки, турбулизаторы и др.) определяются конструкцией обсадной колонны, предусмотренной в индивидуальном плане работ по ее подготовке, спуску и цементированию, который разрабатывается технологическим или производственно-технологическим отделом УБР. Во время спуска осуществляют строгий контроль за соблюдением порядка комплектования колонны в соответствии с планом по группам прочности стали и толщине стенок труб.

Сначала в скважину спускают низ обсадной колонны, включающий башмак, заливочный патрубок, обратный клапан и упорное кольцо. Все элементы низа колонны рекомендуется свинчивать с использованием твердеющей смазки на основе эпоксидных смол. Использование обратного клапана обязательно, если в скважине имелись газопроявления. Надежность работы клапана на пропуск жидкости проверяют на поверхности посредством пробной циркуляции с помощью цементировочного агрегата, который подключают к компоновке. Затем в порядке очередности спуска к устью скважины подают обсадные трубы и перед наращиванием их шаблонируют. Со стороны муфты в трубу вводят жесткий цилиндрический шаблон.

Условный диаметр обсадной трубы, мм ..... 114 – 219,  
245 – 340,  
407 - 508

Длина шаблона, мм .....150, 300

Разница между внутренним номинальным  
диаметром трубы и наружным диаметром шаблона, мм ..... 3, 4, 5.

При подъеме трубы шаблон должен свободно пройти через нее и выпасть. Если шаблон задерживается, то трубу отбраковывают. Над устьем скважины с нижнего конца приподнятой трубы свинчивают предохранительное кольцо, промывают и смазывают резьбу.

У кондуктора и промежуточных колонн резьбовые соединения нижних труб обычно проваривают прерывистым сварным швом для предупреждения их отвинчивания при последующих работах в скважине.

Во время спуска обсадной колонны ведут документальный учет каждой наращиваемой трубы, в нем указывают номер трубы, группу прочности стали, толщину стенки, длину трубы, отмечают суммарную длину колонны и общую ее массу. На заметку берут все особые условия и осложнения, возникшие при спуске, записывают сведения об отбраковке отдельных труб и их замене.

Скорость спуска колонны поддерживают в пределах 0,3 - 0,8 м/с.

Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска 10 - 20 труб доливают промывочную жидкость внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.

По мере необходимости проводят промежуточные промывки с помощью цементирующего агрегата или бурового насоса. Во время промывки необходимо непрерывно расхаживать колонну.

В нашей стране разработан метод секционного спуска обсадных колонн. Длину секций определяют с учетом грузоподъемности буровой установки, состояния скважины и прочности труб. Для спуска обсадных колонн секциями применяют специальные разъединители и стыковочные узлы, обеспечивающие соединение секций в скважине. Все секции, кроме верхней, спускают на колонне бурильных труб, которую после закачки цементного раствора отсоединяют и извлекают на поверхность. Спуск обсадных колонн секциями позволяет значительно снизить нагрузки, возникающие в буровом оборудовании при этих работах, и повысить надежность цементирования. Недостаток этого метода состоит в том, что создается некоторая опасность нарушения герметичности колонны на стыках секций и повышается суммарная продолжительность работ по креплению скважины.

## **9.5. Общие сведения о цементировании скважин**

Разобшение пластов при существующей технологии крепления скважин - завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины. Под разобшением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство (т. е. в пространство за обсадной колонной) с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отвердения тампонажного раствора. Поскольку в качестве тампонажного наиболее широко применяется цементный раствор, то и для обозначения работ по разобшению используется термин «цементирование».

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с

поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобщение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; закоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Следует отметить, что роль и значение цементного камня остаются неизменными на протяжении всего срока использования скважины, поэтому к нему предъявляются требования высокой устойчивости против воздействия отрицательных факторов.

Цементирование включает пять основных видов работ:

- приготовление тампонажного раствора,
- закачку его в скважину,
- подачу тампонажного раствора в затрубное пространство,
- ожидание затвердения закачанного материала,
- проверку качества цементировочных работ.

Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

Существует несколько способов цементирования. Они различаются схемой подачи тампонажного раствора в затрубное пространство и особенностями используемых приспособлений. Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство:

- раствор, закачанный внутрь цементруемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме);
- тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

В промышленных масштабах применяют способы цементирования по прямой схеме. Если через башмак обсадной колонны в затрубное пространство продавливают весь тампонажный раствор, способ называется одноступенчатым (одноцикловым) цементированием. Если обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине, способ цементирования называется многоступенчатым (многочикловым). Простейший и наиболее распространенный способ - цементирование в две ступени (двухступенчатое). Иногда возникает необходимость не допустить проникновения тампонажного раствора в нижнюю часть обсадной колонны, расположенную в интервале продуктивного пласта, тогда этот интервал в затрубном пространстве изолируется манжетой, установленной на обсадной

колонне, и сам способ цементирования называется манжетным. Выделяются также способы цементирования потайных колонн и секций, поскольку тампонажный раствор в этом случае закачивают по бурильной колонне, на которой спускают секцию или потайную колонну.

В мелких скважинах (например, структурных), которые заведомо не вскрывают продуктивных залежей и интервалов с высоким пластовым давлением, затрубное пространство можно изолировать тампониowaniem нижней части обсадной колонны глиной. Тампониowanie выполняется по более простой технологии, чем цементирование, и обеспечивает лишь временную и довольно слабую изоляцию.

Тампониowanie обсадной колонны в скважине может осуществляться задавливанием обсадной колонны на глубину до 0,8 - 1,2 м в пласт глины мощностью не менее 2,5 - 3,0 м; по способу с нижней пробкой, когда глину в виде шариков предварительно забрасывают на забой, а затем продавливают в затрубное пространство самой обсадной колонной, нижний конец которой перекрыт пробкой; по способу с верхней пробкой; в этом случае в нижнюю трубу набивают глину, над ней помещают пробку, с помощью которой вблизи забоя глину выпрессовывают под действием нагнетаемой с поверхности жидкости.

Преимущество метода тампониowania глиной состоит в том, что после завершения всех работ в скважине обсадная колонна может быть освобождена и извлечена для последующего использования.

Цементирование скважин является сложной инженерной задачей, требующей пристального внимания на всех этапах строительства скважин.

Обеспечение качественного цементирования скважин позволяет резко увеличить долговечность скважин и срок добычи безводной продукции.

Существующая отечественная цементировочная, техника, технологическая оснастка, тампонажные материалы позволяют обеспечить качественное крепление скважин при выполнении следующих условий:

- Неуклонного выполнения требований технологического регламента крепления скважин;
- Соблюдения технологической дисциплины тампонажной бригадой;
- Высокой квалификации тампонажной бригады;
- Использование качественных тампонажных материалов;
- Составления паспортов крепления скважин с учетом полного фактора горно-геологических условий крепления;

При существующей технике и технологии крепления скважин повышения качества цементирования возможно за счет:

- получения и использования достоверной геофизической информации по состоянию ствола скважины;
- правильного подбора промывочной жидкости в процессе бурения с целью уменьшения кавернообразования;
- правильного выбора буферной жидкости;

- обеспечения турбулентного режима течения тампонажного раствора в затрубном пространстве при закачке;
- жесткого контроля за параметрами цементного раствора в течении всего периода цементирования;
- использования высокоэффективного селективно-манжетного цементирования при цементировании водоплавающих залежей и малой мощностью непроницаемых глинистых перемычек;
- очистка застойных зон от бурового раствора при проработке ствола скважины струйными кольмататорами.

### **9.6. Осложнения при креплении скважин**

Основные осложнения при креплении скважин следующие:

- недоподъем тампонажного раствора;
- межпластовые перетоки;
- флюидопроявления;
- недоспуск колонн.

Если недоподъем раствора или недоспуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки и флюидопроявления требуют изменения технологии крепления скважин и применение других тампонажных материалов, повышения качества геофизического исследования скважин.

Анализ осложнений показывает, что вследствие неправильного определения ВНК около 38% скважин содержит обводненную продукцию; 29 % осложнений связано с поглощением тампонажного раствора и как следствие недоподъемом цементного раствора, на межпластовые перетоки приходится около 15-25%, флюидопроявления – 5 % и 5-13 % связано с недоспуском колонн.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат.

Так, например, затраты на ликвидацию межпластовых перетоков составляют в среднем 15% от стоимости скважины при продолжительности ремонтных работ превышающих время строительство самой скважины. Все указанные выше причины некачественного крепления скважин резко снижают их долговечность.

Производственный опыт показывает, что при долговечности скважин  $T_c = 10$  лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25-50 %, и при  $T_c \geq 30$  лет всего лишь 10-15 %. В связи с этим качество крепления скважин имеет актуальное значение.

### **9.7. Факторы, влияющие на качество крепления скважин**

*Природная группа факторов:* термобарические условия в скважине, тектонические нарушения, ФЕС коллектора и степень его неоднородности,



положение продуктивных пластов по отношению к подошвенным и пластовым водам.

Влияние природных факторов оценено в настоящее время неполно в следствии сложности моделирования процессов, отсутствия аппаратуры и соответствующих методик.

*Технико-технологические факторы:*

- состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, кривизна и перегибы ствола, толщина фильтрационной корки);
- конструкция обсадной колонны и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн, расстановка технологической оснастки);
- тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства коррозионная устойчивость тампонажного раствора (камня));
- технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидкости, скорость восходящего потока, соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей, расхаживание и вращение колонн);
- уровень технической оснащенности процесса цементирования.

*Организационные факторы:*

- уровень квалификации членов тампонажной бригады;
- степень соответствия процесса цементирования технологическому регламенту;
- степень надежности цементировочной схемы.

*Действие температур*

Рост температуры с 20 до 75°C обеспечивает увеличение прочности цементного камня в течении всего периода твердения. Увеличение температуры до 110°C приводит к снижению прочности с одновременным увеличением проницаемости цементного камня. Другой причиной увеличения проницаемости цементного камня является усадка в процессе твердения, вследствие содержания в портландцементе до 60 % оксида кальция и последующего его выщелачивания гидроксида кальция при его взаимодействии с кальцийсодержащими пластовыми флюидами.

На месторождении с АВПД наиболее опасны заколонные нефтегазопроявления. Для их предупреждения необходимо:

- закачивание в скважину разнотемпературных пачек цементного раствора, отличающихся по времени схватывания на 2ч, обеспечивающее быстрое твердение нижней части столба цементного раствора и исключаящее прорыв газа;
- создание в затрубном пространстве избыточного давления сразу после окончания цементирования;
- увеличение плотности бурового раствора до возможно максимальной величины;
- использование многоступенчатого цементирования;

- увеличение плотности жидкости затворения;
- использование седиментационно устойчивых тампонажных материалов с ускоренным сроком схватывания;
- создание плотной баритовой пробки, размещаемой между верхней и нижней порциями тампонажного раствора. Осаждение барита в период ОЗЦ приводит к образованию непроницаемой перегородки.

#### *Расположение продуктивного пласта*

При расстоянии между продуктивным и напорными горизонтами менее 10 метров приводит к преждевременному обводнению скважин, число таких скважин достигает 30 %.

Цементное кольцо выдерживает перепад давления до 10 МПа при толщине разобщающей перемычки более 5 м, при толщине такой перемычки меньше указанной величины необходима установка заколонных пакеров.

Эффективность крепления с использованием от одного до четырех пакеров показал опыт работ на Самотлорском, Федоровском, Суторминском и Лянторском месторождениях.

Процесс цементирования с использованием пакеров предусматривает расширения уплотнительного рукава пакера с герметизацией затрубного пространства перед открытием циркуляционных отверстий, через которую цементирую колонну выше пакера.

Практика применения заколонных пакеров показала, что их применение эффективно, если расстояние перфорации до водоносного пласта  $>3$  м, а диаметр каверн не превышает 0,25 м.

При толщине разобщающей перемычки  $<3$  м возникают сложности с установкой пакера, т.к. существующие методы контроля не обеспечивают точную установку пакера, обусловленные тем, что довольно трудно подсчитать удлинение колонны под действием растягивающих нагрузок и температуры, а также разного характера деформации при удлинении каротажного кабеля и бурильных труб. В среднем удлинение эксплуатационной колонны  $\varnothing 146$  мм достигает 1 м на каждые 1000 метров.

Наибольшую сложность при качественном креплении скважин представляют тонко переслаивающиеся пласты с внутрислоевыми водами. В этом плане заслуживает внимание метод основанный на разнопьезопроводности водных и нефтяных пластов отличающихся друг от друга в 50 раз.

Для реализации этого метода в скважине после закачки расчетного количества тампонажного раствора плавно повышают давление над пластом путем частичного перекрытия заколонного пространства. Затем резко сбрасывают давление и оставляют на 0,3 ч. Через 1 мин. после сброса давления радиус гидродинамического возмущения в нефтяном пласте составил 2,8м, тогда как в водоносном – 21,5 м, если обусловило поступление цементного раствора в водоносные пропластки.

#### *Технико-технологические факторы*

Одна из основных причин неудовлетворительного цементирования – наличие толстой фильтрационной корки на стенках скважины и обсадных труб. Тампонажный

раствор в турбулентном режиме способен вытеснять до 95 % бурового раствора, но неспособен удалить глинистую корку. Доказано, что даже при скорости 3 м/с глинистая корка не удаляется. При механической очистки с помощью скребков иногда случаются поглощения или прихваты колонн, поэтому заслуживают внимание рекомендации не очищать корку, а упрочнять ее путем химической обработки или применения тампонажных растворов на полимерной основе, фильтрат которых способен отверждаться, упрочняя при этом корку. Однако такая технология не приемлема в ПЗП.

#### *Кривизна и перегибы ствола*

Качественное крепление наклонно-направленных скважин осложняется тем, что ствол всегда осложнен перегибами, желобными выработками, кавернами, осадками твердой фазы на нижней стенке ствола.

Указанные причины не позволяют качественно вытеснять буровой раствор, и даже применение центраторов не гарантирует соприкосновение обсадной колонны со стенками скважин с оставлением протяженных «защемленных» зон бурового раствора.

С отфильтровыванием части жидкости затворения в проницаемые породы и усадкой цементного камня связано возникновение 80 % микроазоров размером 0,07-0,14 мм.

Существенное влияние оказывает изменение давления за колонной в процессе ОЗЦ, связанное с опережающим схватыванием цементного раствора против хорошо проницаемых пластов.

Отрицательное влияние оказывает подогрев продавочной жидкости, воды затворения и тампонажного раствора. Для предупреждения возникновения осложнений рекомендуется использовать незамерзающие продавочные жидкости и минерализованные тампонажные растворы с пониженным водоцементным отношением.

Общими мероприятиями по улучшению состояния контакта являются:

- снижения давления до атмосферного сразу после продавливания раствора;
- ограничение мощности залпа перфоратора до 10 отверстий на 1 м, при большей мощности нарушается контакт на длине 10 м. и более, при этом давление в скважине при взрыве 10 зарядов ПСК 80 составляет 83,3 МПа, а при взрыве 58 зарядов ПСК – 105 – 278 МПа;
- использование расширяющихся тампонажных материалов;
- опрессовка колонн сразу после окончания цементирования;
- установка пакеров;
- использование для разбуривания цементного камня лопастными долотами.

Ликвидация таких зон возможных воздействием на них высоконапорных струй жидкости или использование эксцентриковых устройств.

#### *Вращение и расхаживание колонны*

В большинстве случаев эти технологические операции не проводятся вследствие отсутствия соответствующего оборудования, а также недостаточной прочности колонн. Для обеспечения безаварийного расхаживания прочность колоны должны рассчитываться с коэффициентом

запаса прочности на растяжении равным 1,6 (без учета плавучести). Эффект вращения существенен при частоте вращения до 35 об/мин. При скорости подъема 0,2-0,3 м/с, и плавного спуска без рывков при скорости 0,4-0,5 м/с перед остановкой опасения разрыва обсадной колонны не обоснованы.

Эффективность цементирования при расхаживании и вращении колонны увеличивается на 15-20 %, успешность на 90 %. Не рекомендуется вращение и расхаживания колонны при осложнениях ствола вызванных сужениями, резкими перегибами, большими азимутальными углами искривления, использовании утяжеленного бурового раствора.

#### *Характеристика контакта цементного камня с колонной*

Нарушение герметичности контакта – главная причина межпластовых перетоков. Причинами нарушения являются:

- избыточное давление в колонне в период ОЗЦ;
- состояние наружной поверхности обсадной колонны;
- вторичное вскрытие пласта взрывными перфораторами.

#### *Качество формируемого цементного камня*

Важным условием надежного разобщения пластов является предупреждение фильтрации пластового флюида через поровое пространство твердеющего раствора. Для этих целей используются:

- цементно-смолистая композиция (ЦСК) с добавкой смолы ТЭГ-1, обеспечивающих качество цементирования с близкорасположенными водоносными объектами;
- цементно-латексный раствор стабилизированного ПАВ, обладающего повышенным (более чем в 3 раза) сопротивлением к гидравлическому разрыву, пригодным для крепления проницаемых горных пластов и пластов с внутрипластовыми водяными пропластками.

#### *Буферные жидкости*

Для повышения степени заполнения заколонного пространства тампонажным раствором важен правильный выбор типа и объема буферной жидкости.

Объем буферной жидкости для эффективной очистки затрубного пространства зависит от времени контакта и определяется как произведение:

$$V_{б.ж.} = S_{з.п.} \cdot V_{в.п.} \cdot t$$

где  $S_{з.п.}$  – площадь затрубного пространства, м<sup>2</sup>;

$V_{в.п.}$  – скорость восходящего потока, м/с ( $V_{в.п.} \geq 1$  м/с);

$t$  – время контакта, с ( $t=420-480$  с).

Время контакта играет существенную роль в эффективности цементирования. При времени контакта менее 7 мин в 50 % случаев качество цементирования было неудовлетворительным и требовалось повторное цементирование.

Полноту вытеснения бурового раствора можно существенно увеличить, если в качестве буферной жидкости использовать нефть или дизельное топливо.

Добавление в буферную жидкость кварцевого песка с фракциями 0,2-0,8 мм в количестве 5-20 % (по массе) приводит к турбулизации потока даже при низких скоростях движения.

Технологические параметры цементирования

Определяющим фактором полноты замещения жидкостей в затрубном пространстве является - скорость восходящего потока и режим его течения. Последний оценивается обобщающим параметром Рейнольдса  $Re^*$ .

Высокая степень вытеснения может быть достигнута и при низких скоростях течения при условии определенного соотношения реологических параметров контактирующих жидкостей. Турбулентный режим потока возможен при условии:

$$V_{кр} > 0,25 \sqrt{\frac{10\tau_0}{\rho}}$$

где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па;

$\rho$  – плотность раствора, г/см<sup>3</sup>.

При меньшем значении скорости потока существует струйный режим.

Существенное значение на степень вытеснения играет эксцентricность колонн, в наклонной под углом 30° скважине даже при скорости восходящего потока 3 м/с полнота вытеснения не превышает 70 %, а при скорости 0,4-0,7 м/с площадь цементного кольца составляет всего 40%.

Лучшее вытеснение бурового раствора происходит при меньшей разнице плотностей растворов, но при большей скорости закачивания тампонажного раствора.

Технологическая оснастка

Качество работ значительно повышается при совместном использовании центраторов и скребков.

В этом случае число ремонтных работ снижается с 60 % до 16%.

Если вследствие деформации диаметр центраторов уменьшается до диаметра долота, то эффективность их применения будет незначительна и образование застойных зон предупреждается при коэффициенте кавернозности не превышающим 1,1-1,3. Поэтому, для увеличения степени замещения цементный раствор необходимо прокачивать при высоких скоростях его течения, обеспечивая турбулентный режим.

Для упрощения технологической оснастки обсадных колонн и повышения их жесткости предложена конструкция центратора-турбулизатора, представляющий собой центратор, у которого планки относительно их средней части развернуты во взаимно противоположные стороны, что обеспечивает турбулизацию потока.

На практике число элементов технологической оснастки не превышает 50, хотя для качественного цементирования их число должно быть в 2 раза больше.

## 9.8. ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Технология цементирования складывалась на основе многолетнего практического опыта и совершенствовалась с использованием достижений науки и техники. На современном уровне она включает систему отработанных норм и правил выполнения цементировочных работ, а также типовые схемы организации процесса цементирования. В каждом конкретном случае технологию цементирования уточняют в зависимости от конструкции и состояния ствола скважины, протяженности цементлируемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащённости техническими средствами и опыта проведения цементировочных работ в данном районе.

Применяемая технология должна обеспечить:

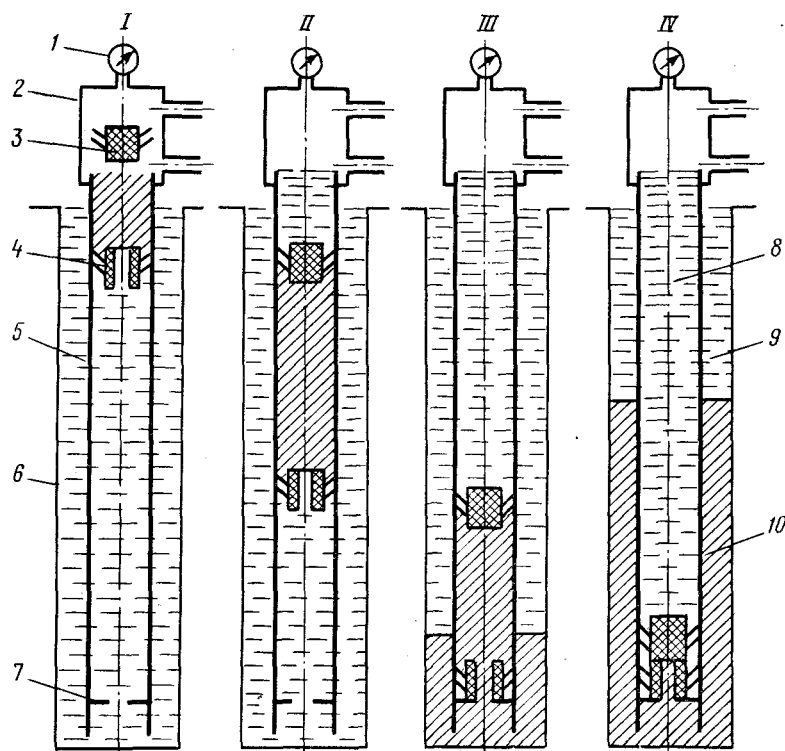
- цементирование предусмотренного интервала по всей его протяженности;
- полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах цементлируемого интервала;
- предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости;
- получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, с высокой стойкостью и низкой проницаемостью; обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

При разработке технологии цементирования для конкретных условий прежде всего подбирают такой способ который должен обеспечить подъем тампонажного раствора на заданную высоту, заполнение им всего предусмотренного интервала (а если есть необходимость, то и защиту некоторого интервала от проникновения тампонажного раствора), предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости при движении по обсадной колонне.

Наиболее полное замещение промывочной жидкости происходит при турбулентном режиме (98%), худшие показатели (42%) дает струйный режим.

Для наиболее полного замещения промывочной жидкости рекомендуется ряд мероприятий:

- тщательное регулирование реологических свойств промывочной жидкости, заполняющей скважину перед цементированием, с целью снижения вязкости и статического напряжения сдвига до



*Рис. 9.1. Схема этапов выполнения одноциклового цементирования обсадной колонны:*

*I - начало подачи цементного раствора в скважину; II - подача закачанной порции цементного раствора по обсадной колонне; III - начало продавки в затрубное пространство; IV - окончание продавки.*

*1 - манометр; 2 - цементировочная головка; 3 - верхняя пробка; 4 - нижняя пробка; 5 - цементируемая обсадная колонна; 6 - стенки скважины; 7 - стоп-кольцо; 8 - продаваемая жидкость; 9 - буровой раствор; 10 - цементный раствор*

минимально допустимых значений;

- нагнетание тампонажного раствора в затрубное пространство со скоростями течения, обеспечивающими турбулентный режим;
- применение соответствующих буферных жидкостей на разделе промывочной жидкости и тампонажного раствора;
- расхаживание или вращение обсадной колонны при подаче тампонажного раствора в затрубное пространство;
- применение полного комплекса технологической оснастки обсадной колонны.

При разработке технологии подбирают тампонажный материал, рецептуру и свойства тампонажного раствора, определяют режим закачки и продавки тампонажного раствора, суммарную продолжительность цементировочных работ и промежутков времени, необходимый для формирования в затрубном пространстве цементного камня с достаточной прочностью, позволяющей возобновить работы в скважине.

Одноцикловое цементирование с двумя пробками

Способ одноциклового цементирования с двумя пробками (*рис. 9.1.*) был предложен в 1905 г. бакинским инженером А. А. Богушевским.

По этому способу после завершения подготовительных работ в колонну вводят нижнюю пробку с проходным каналом, временно перекрытым диафрагмой.

На верхний конец колонны навинчивают цементировочную головку и приступают к закачке тампонажного раствора, который тут же приготавливают в смесительной установке. Когда весь расчетный объем цементного раствора закачан в скважину, освобождают верхнюю пробку, которая до этого удерживалась в цементировочной головке шпильками. Начиная с этого момента в обсадную колонну подают продавочную жидкость, под давлением которой верхняя пробка гонит вниз столб цементного раствора. Вследствие своей более высокой плотности цементный раствор под собственным весом вытесняет промывочную жидкость, что отмечается по падению давления на цементировочной головке.

Как только нижняя пробка достигнет упорного кольца, давление над ней повысится и под его воздействием диафрагма, перекрывающая канал в нижней пробке, разрушится; при этом наблюдается повышение давления на 4 - 5 МПа. После разрушения диафрагмы раствору открывается путь в затрубное пространство.

Объем продавочной жидкости, закачанной в скважину, непрерывно контролируют. Когда до окончания продавки остается 1 - 2 м<sup>3</sup> продавочной жидкости, интенсивность подачи резко снижают. Закачку прекращают, как только обе пробки (верхняя и нижняя) войдут в контакт; этот момент отмечается по резкому повышению давления на цементировочной головке. В обсадной колонне под упорным кольцом остается некоторое количество раствора, образующего стакан высотой 15 - 20 м. Если колонна оснащена обратным клапаном, можно приоткрыть краны на цементировочной головке и снизить давление.

Двухступенчатое (двухцикловое) цементирование

Двухступенчатым цементированием называется раздельное последовательное цементирование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего).

Этот способ по сравнению с предыдущим имеет ряд преимуществ. В частности он позволяет:

- снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента,
- существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания,
- уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве,



· избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что, в свою очередь, позволяет более правильно подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

Для осуществления двухступенчатого цементирование в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту (рис. 9.2.). Подготовку скважины к цементированию ведут тем же путем, что был описан выше. После промывки скважины и установки на колонну цементировочной головки приступают к закачке первой порции цементного раствора, соответствующей цементируемому объему первой ступени. Закачав нужный объем цементного раствора, в колонну вводят верхнюю пробку первой ступени, которая беспрепятственно проходит через заливочную муфту (рис. 9.2, а). Продавочной жидкостью вытесняют раствор в затрубное пространство.

После закачки объема продавочной жидкости, равного внутреннему объему обсадной колонны в интервале между заливочной муфтой и упорным кольцом, освобождают находящуюся в цементировочной головке нижнюю пробку второй ступени. Достигнув заливочной муфты, пробка садится во втулку и под давлением смещает ее вниз, открывая сквозные отверстия в муфте (рис. 9.8, б). Сигналом открытия отверстий является резкое падение давления нагнетания.

Существуют две разновидности способа двухступенчатого цементирование. По одной из них тампонажный раствор для цементирование второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени - это так называемый способ непрерывного цементирование. В другом случае после открытия отверстий в заливочной муфте возобновляют циркуляцию бурового раствора, а тампонажный раствор второй ступени подают в скважину спустя некоторое время, например требуемое для схватывания раствора первой порции, - такое цементирование называется двухступенчатым с разрывом.

Этот способ позволяет повысить качество цементирование нижнего интервала за счет регулирования гидродинамического давления в затрубном пространстве.

Третью пробку (верхняя пробка второй ступени) вводят в колонну после подачи всего расчетного объема раствора для цементирование второй ступени. За третьей пробкой в скважину нагнетают продавочную жидкость. Эта пробка задерживается в заливочной муфте и под давлением смещает вниз втулку, которая перекрывает отверстия. Резкое повышение давления сигнализирует о завершении цементирование. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня.

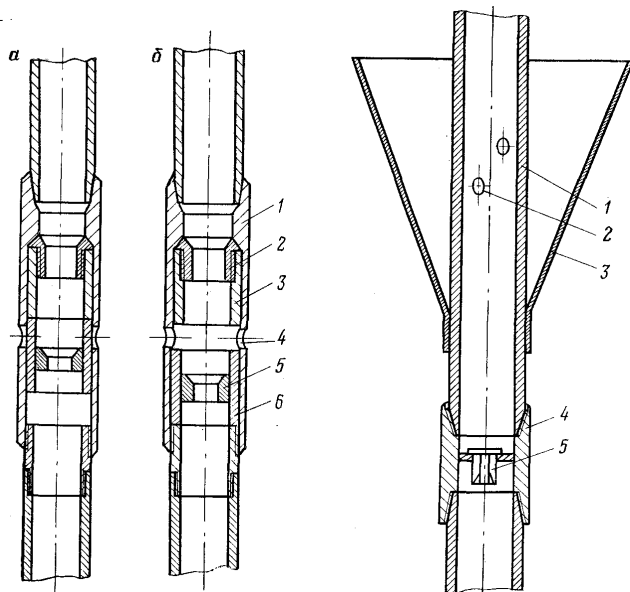


Рис. 9.2. Заливочная муфта для ступенчатого цементирования: а - при цементировании первой ступени; б - при цементировании второй ступени; 1 - корпус; 2 - верхнее седло; 3 - верхняя втулка; 4 - заливочные отверстия; 5 - нижнее седло; 6 - нижняя втулка

Рис. 9.3. Манжета для манжетного цементирования; 1 - обсадная труба; 2 - заливочные отверстия; 3 - манжета; 4 - муфта; 5 - клапан

### *Манжетный способ цементирования*

Манжетный способ цементирования применяют в тех случаях, когда необходимо предупредить загрязнение цементным раствором продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением или избежать попадания цементного раствора в зону расположения фильтра. Против нижней отметки интервала цементирования в обсадной колонне устанавливают муфту с проходными отверстиями для пропуска раствора в затрубное пространство и металлической или брезентовой манжетой снаружи (рис. 9.3).

При закачке цементного раствора манжета раскрывается и перекрывает затрубное пространство таким образом, что раствор может проходить только в одном направлении - вверх. Внутри колонны ниже муфты помещают клапан, который перекрывает доступ в нижнюю часть колонны.

### *Цементирование потайных колонн и секций*

Спуск обсадной колонны секциями, а также потайной колонны осуществляют на колонне бурильных труб, с которой они соединены переводником с левой резьбой. Для цементирования секций и потайных колонн используют способ одно-циклового цементирования с одной разделительной пробкой. Она состоит из двух частей: проходной пробки, имеющей наружный диаметр, соответствующий внутреннему диаметру цементируемых труб (она закрепляется шпильками на разъединителе нижнего конца бурильной колонны), и упругой пробки малого диаметра, которая свободно может проходить по колонне бурильных труб.

Упругую пробку вводят в бурильную колонну вслед за тампонажным раствором, под давлением продавочной жидкости она опускается до проходной пробки и задерживается в ней. Под воздействием возрастающего давления шпильки, удерживающие проходную пробку на бурильной колонне, срезаются, и обе пробки как одно целое перемещаются вниз до упорного кольца. Сигналом полного продавливания раствора в затрубное

пространство служит для повышения давления нагнетания. Для промывки колонны бурильных труб от оставшегося в них цементного раствора в нижнем переводнике с помощью шара, сбрасываемого в колонну, открывают проточные отверстия. Поток промывочной жидкости остатки цементного раствора вымываются из колонны.

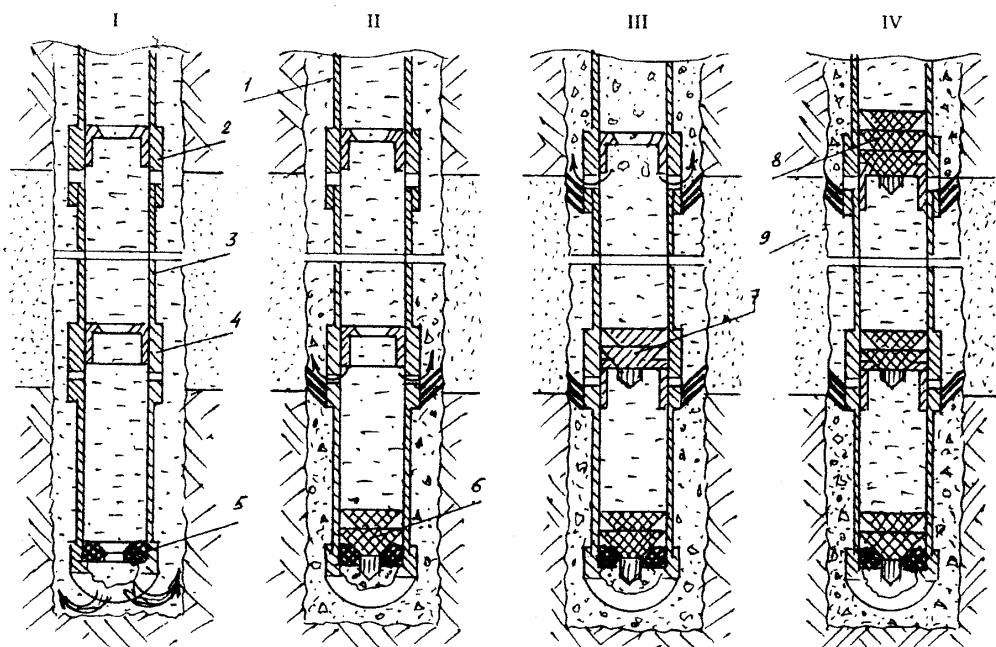


Рис.9.4. Схема компоновки низа эксплуатационной колонны и технология селективного цементирования скважины: 1-эксплуатационная колонна; 2-верхнее пакерующее устройство; 3-фильтр; 4-нижнее пакерующее устройство; 5-резиновое «стоп» кольцо; 6, 7, 8-нижняя, промежуточная и верхняя продавочные пробки; 9-продуктивный пласт

#### Способ обратного цементирования

Под обратным цементированием понимается такой способ, когда цементный раствор с поверхности закачивают прямо в затрубное пространство, а находящийся там буровой раствор через башмак, поступает в обсадную колонну и по ней выходит на поверхность.

Способ обратного цементирования уже давно привлекает внимание специалистов, однако широкого промышленного применения пока не получил в силу ряда технических трудностей, и в первую очередь сложности контроля момента достижения цементным раствором низа обсадной колонны и надежного обеспечения высокого качества цементирования в этой наиболее ответственной части.

#### Установка цементных мостов

В отдельных случаях возникает необходимость в обсаженном или открытом стволе скважины надежно изолировать от остальной его части отдельный интервал (например, при проведении испытаний пластов в обсаженной скважине последовательно от нижнего к верхнему, при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта и т. п.). Самый

распространенный на практике способ изоляции нижнего интервала скважины - создание в стволе цементного моста. Его устанавливают также при необходимости создания искусственного забоя (например, при искривлении ствола скважины и т. п.).

Цементный мост представляет собой цементный стакан в стволе высотой в несколько десятков метров, достаточной для создания надежной и непроницаемой изоляции.

### **9.9. Особенности крепления горизонтальных скважин**

В настоящее время в отечественной практике горизонтальный участок ствола скважины или ствол с большим углом отклонения от вертикали, как правило, оставляли не зацементированным. В лучшем случае его обсаживают колонной или хвостовиком с щелевидными фильтрами в интервале продуктивного пласта. Однако этот способ заканчивания скважин имеет ряд существенных недостатков.

1. Прорыв газа или воды на любом участке горизонтального ствола скважины в интервале продуктивного пласта может привести к потере скважины в целом.

2. Возникают труднопреодолимые проблемы при необходимости стимулирования скважины путем кислотной обработки или гидроразрыва продуктивного пласта.

3. Невозможным становится точное регулирование добычи или нагнетания жидкости в интервалах пласта, имеющих различную проницаемость.

По этой причине, хотя цементирование и перфорация более дороги и могут загрязнить пласт и ограничить темп добычи (или нагнетания) в некоторых породах, преимущества его в борьбе с указанными выше проблемами перевешивают эти недостатки.

В первые десять лет практики цементирования горизонтальных и наклонно направленных скважин применялась обычная стандартная технологическая оснастка обсадных колонн. Однако оказалось, что она не обеспечивает нормальной работы в условиях, когда сама оснастка находится в наклонном положении, либо когда ствол скважины в наклонном или горизонтальном положении отличается от вертикального ствола наличием желобных выработок либо зашламленностью нижней его части.

Оказалось, что обратные клапаны с неподпружиненным шаровым затвором перестали надежно закрываться, а в случае, когда шаровой затвор пружинен, шары размываются при промежуточных промывках и не перекрывают затвор.

Поэтому в зарубежной практике пошли путем усложнения конструкции клапанов.

У нас обратные дроссельные клапаны остались с шаровыми затворами, но дроссели, расположенные ниже шаровых затворов, были усовершенствованы и обеспечивали заполнение спускаемой обсадной

колонны жидкостью из скважины на 95 % ее длины, не допуская при этом сифона — перелива жидкости из колонны на устье скважины.

Испытания в промышленных условиях показали, что в сравнении с клапанами типа ЦКОДМ этот клапан надежно работает в наклонном и горизонтальном положениях.

При этом шар не имеет заметного износа при циркуляции через клапан абразивного бурового раствора в течение 30 ч при расходе до 60 л/с.

Идеальным центратором является жесткий спиральный центратор, наружный диаметр которого меньше диаметра ребер стабилизатора, применявшего при бурении скважин.

При цементировании обычных вертикальных или наклонных скважин рекомендовано применение нижних разделительных пробок для предупреждения образования смеси тампонажного раствора с буферной жидкостью при движении их внутри колонны. При этом устраняется также опасность загрязнения наиболее ответственной последней порции тампонажного раствора буровым, прилипшим к внутренней поверхности обсадной колонны в виде пленки, снимаемой со стенки манжетами продавочной пробки. По этой причине предусматривают оставлять в колонне цементный стакан до 20 м между башмаком колонны и кольцом "стоп". При цементировании горизонтальных скважин комплектное применение продавочных и нижних пробок становится обязательным, так как наличие цементного стакана внутри колонны в пределах продуктивного пласта вообще недопустимо по экономическим соображениям.

В НПО "Бурение" разработан и подготовлен к серийному производству комплект разделительных пробок типа КРПФ который, включает, кроме верхней разделительной пробки / и нижней II, еще и специальное кольцо "стоп" - III. От зарубежных наш комплект пробок выгодно отличается наличием фиксаторов 7, позволяющих фиксировать пробки между собой, а комплект в целом - на кольце "стоп", тем самым, подстраховывая функцию обратного клапана.

#### **9.10. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин**

*Тампонажные материалы.* Это такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превратиться в твердый непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала Тампонажные материалы делятся на: 1) тампонажный цемент на основе портландцемента; 2) тампонажный цемент на основе доменных шлаков; 3) тампонажный цемент

на основе известково-песчаных смесей; 4) прочие тампонажные цементы (белиловые и др.).

При цементировании скважин применяют только два первых вида - тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования:

- подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;
- структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро;
- цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;
- цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

В зависимости от добавок тампонажные цементы и их растворы подразделяют на песчаные, волокнистые, гельцементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низким показателем фильтрации, водоэмульсионные, нефте-цементные и др.

В настоящее время номенклатура тампонажных цемента на основе портландцемента и шлака содержит:

1) тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент - для скважин с температурой до 50<sup>0</sup>С, «горячий» - для температур до 100<sup>0</sup>С, плотность раствора 1,88 г/см<sup>3</sup>);

2) облегченные цементы для получения растворов плотностью 1,4 - 1,6 г/см<sup>3</sup> на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температур 90 - 140<sup>0</sup>С), в качестве облегчающих добавок используют глино-порошки или молотые пемзу, трепел, опоку и др.;

3) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см<sup>3</sup> на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температур 90 - 140<sup>0</sup>С (в качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.);

4) термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90 - 140 и 140 - 180<sup>0</sup>С;

5) низкогигроскопические тампонажные цементы, предназначенные для длительного хранения.

Регулируют свойства цементных растворов изменением водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или

замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

В практике бурения в большинстве случаев применяют цементный раствор с В:Ц = 0,4 - 0,5. Нижний предел В:Ц ограничивается текучестью цементного раствора, верхний предел - снижением прочности цементного камня и удлинением срока схватывания.

К ускорителям относятся хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до 40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора также химические реагенты, такие как гидролизованный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, нитролигнин. Перечисленные реагенты оказывают комбинированное действие. Все они понижают фильтрацию и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

Для приготовления цементного раствора химические реагенты растворяют предварительно в жидкости затворения (вода). Утяжеляющие, облегчающие и повышающие температуростойкость добавки смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением в условиях бурового предприятия (сухие цементные смеси).

### **9.11. Оборудование для цементирования скважин**

К оборудованию, необходимому для цементирования скважин, относятся: цементировочные агрегаты, цементно-смесительные машины, цементировочная головка, заливочные пробки и другое мелкое оборудование (краны высокого давления, устройства для распределения раствора, гибкие металлические шланги и т. п.).

Цементировочные агрегаты. При помощи цементировочного агрегата производят затворение цемента (если не используется цементно-смесительная машина), закачивают цементный раствор в скважину, продавливают цементный раствор в затрубное пространство. Кроме того, цементировочные агрегаты используются и для других работ (установка цементных мостов, нефтяных ванн, испытание колонн на герметичность и др.).

С учетом характера работ цементировочные агрегаты изготавливают передвижными с монтажом всего необходимого оборудования на грузовой автомашине. На открытой платформе автомашины смонтированы: поршневой насос высокого давления для прокачки цементного раствора; замерные баки, при помощи которых определяют количество жидкости, закачиваемой в колонну для продавки цементного раствора; двигатель для привода насоса.

Для цементирования обсадных колонн в основном применяют цементировочные агрегаты следующих типов: ЦА-320М, ЗЦА-400, ЗЦА-400А и др. (ЦА - цементировочный агрегат, цифры 320 и 400 соответственно 32 и 40 МПа - максимальное давление, развиваемое насосами этих цементировочных агрегатов).

Для централизованной обвязки цементировочных агрегатов с устьем скважины применяют блок манифольдов. Он состоит из коллектора высокого давления для соединения ЦА с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения воды и продавочной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов, как правило, оборудован грузоподъемным устройством.

Цементно-смесительные машины. Цементирование осуществляется при помощи цементно-смесительных машин. Применяются различные типы цементно-смесительных машин: СМ-10, 2СМН-20, СПМ-20 др. В данном случае цифры 10, 20 и т. п. обозначают количество цемента (в т), которое возможно поместить, в бункер смесительной машины.

Цементировочные головки предназначены для промывки скважины и проведения цементирования. Спущенная обсадная колонна оборудуется специальной цементировочной головкой, к которой присоединяются нагнетательные трубопроводы (манифольды) от цементировочных агрегатов.

В настоящее время применяются цементировочные головки ЦГЗ, ГЦК, ГЦ5-150, СНПУ, 2ГУЦ-400 и др. Так как в конструктивном отношении все перечисленные головки имеют сходство, то рассмотрим в качестве примера одну из них. На рис. 160 показана головка устьевая цементировочная 2ГУЦ-400, предназначенная для обвязки устья при цементировании скважин и рассчитанная на максимальное давление 40 МПа.

При двухступенчатом цементировании используются специальные цементировочные пробки.

#### **9.14. Заключительные работы и проверка результатов цементирования**

Продолжительность твердения цементных растворов для кондукторов - 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн - 24 ч.

Продолжительность твердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных предварительного их испытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин для предупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе. В случае увеличения веса на 2 - 3 деления по индикатору необходимо разгрузать ее до веса, зафиксированного после ее спуска. За показаниями индикатора веса следует наблюдать на протяжении 10 - 12 ч после окончания цементирования.



По истечении срока схватывания и твердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой.

При схватывании и твердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5 - 10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.

Применение метода гамма-гамма-каротажа (ГГК) основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность метода ГГК заключается в измерении рассеянного гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикаторов.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин. Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно больших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины.

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

а) подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;

б) спрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;

в) контролировать давление в межтрубных пространствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или пикообразное долото на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахождения цементного раствора внутри обсадной колонны в случае необходимости приступают к разбурированию заливочных пробок, остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны.

Разбуривание должно вестись пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцовым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения.

Если предполагается разбурить только заливочные пробки, упорное кольцо «стоп» и цементный стакан до обратного клапана, то можно не оборудовать устье скважины противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оборудовать соответствующим образом.

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны.

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовке давлением более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинают спустя 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют снижением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была менее  $1400 \text{ кг/м}^3$ , или заменой более тяжелого бурового раствора на воду. Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в течение 8 ч поднимается не более чем на 1 м в 146- и 168-мм колоннах и на 0,5 м в 194- и 219-мм колоннах и больше (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости со стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн опрессовкой обычно пользуются цементировочным агрегатом. Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня пользуются компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате.

При испытании на герметичность может оказаться, что колонна негерметична. Одно из первоначальных мероприятий по устранению негерметичности - определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жидкости. После замера электросопротивляемости однородной жидкости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивления, выраженную прямой линией по оси ординат. Вызывая снижением уровня в колонне приток воды и вновь замеряя сопротивление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи в колонне производят дополнительное цементирование по способу Н. К. Байбакова, опуская трубы, через которые будет прокачиваться цементный раствор, на 1 - 2 м ниже места течи.

## **10. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

Падение добычи нефти в стране, наблюдающееся в последние годы, во многом вызвано объективными причинами. Так, за последние 15 лет прирост запасов осуществлялся за счет открытия месторождений сложного строения с низкопроницаемыми коллекторами, то есть за счет открытия месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Анализ структуры запасов показал, что уже в настоящее время на предприятиях в Западной Сибири на долю трудноизвлекаемых приходится до 70% общих запасов.

Скважины с дебитом ниже какой-то постоянно изменяющейся величины нерентабельны. Их появление сигнал для проведения работ по оценке эффективности разработки месторождения и поиска решений для увеличения дебита скважин и обеспечения максимально возможной нефтеотдачи пласта. Одной из причин появления малопродуктивных скважин может быть искусственное ухудшение проницаемости пород, в частности, в околоскважинной зоне при заканчивании скважин.

Даже при однородных коллекторских свойствах пласта можно получить скважины с различной продуктивностью. Качество работ при заканчивании скважин, наряду с выбором оптимальной схемы разработки, является важнейшим фактором, определяющим эффективность эксплуатации месторождений.

В настоящее время положение таково, что существующие технологии вскрытия продуктивных пластов в подавляющем большинстве случаев не обеспечивают сохранения естественной проницаемости пород в околоскважинной зоне.

При работе скважины продуктивный пласт может в значительной мере восстановить свою проницаемость за счет очистки околоскважинной зоны, но это касается высокопроницаемых коллекторов. При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами такого явления не наблюдается. Дело в том, что при применении одной и той же технологии вскрытия коллекторов низкопроницаемым пластам наносится значительно больший ущерб; чем высокопроницаемым. Определяющим здесь является образование в пласте зон капиллярно-удерживаемой воды, разбухание пластовых глин и кольматация поровых каналов твердой фазой бурового раствора.

Не менее интересен тот факт, что в работающей скважине основная часть энергии на продвижение жидкости к забою скважины тратится в непосредственной ее окрестности. Так, при притоке жидкости к скважине, находящейся в центре кругового пласта радиусом 400 м, половина энергии тратится в зоне пласта скважины радиусом всего 5 м. В такой ситуации при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами даже при высоком качестве заканчивания скважин нет оснований ожидать больших дебитов. Поэтому необходимо искать пути снижения потерь энергии пласта при движении пластового флюида в околоскважинной зоне.

При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами для условий Западной Сибири продуктивность скважин определяется следующими этапами работ:

- обеспечение высокого качества открытого ствола скважины перед вскрытием продуктивного пласта (если эксплуатационная колонна не спускается до кровли продуктивного пласта);
- качественное вскрытие продуктивного пласта бурением;
- спуск и цементирование эксплуатационной колонны с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;
- вторичное вскрытие с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;
- обеспечение проницаемости околоскважинной зоны выше естественной.

## **10.1. Обеспечение высокого качества открытого ствола скважины**

Известно, что для сохранения коллекторских свойств пород околоскважинной зоны в продуктивном пласте необходимо поддерживать гидродинамическое давление на забое скважины на уровне пластового или несколько превышающем его. Это способствует уменьшению проникновения в продуктивный пласт фильтрата используемой жидкости и твердой фазы.

Одним из факторов, определяющих величину гидродинамического давления на забое при вскрытии продуктивного пласта бурением, является качество открытого ствола скважины, то есть отклонение его размеров от номинального. Дело в том, что сужение ствола (например, в зонах расположения проницаемых пропластков или в зонах расположения глинистых пород) вызывает дополнительные потери давления в кольцевом пространстве. Наличие же каверн способствует накоплению в них шлама и образованию пробок (сальников), что также приводит к увеличению гидродинамического давления на забое и ухудшению процесса бурения.

Самое нежелательное явление это кавернообразование. Для условий Западной Сибири оно развивается до совершения 13-14 спуско-подъемных операций. Дальнейшее их продолжение не приводит к изменению кавернозности ствола скважины. Следовательно, одной из причин кавернообразования является колебание гидродинамического давления в скважине при спуско-подъемных операциях, связанных, равным образом, с заменой бурового долота или забойного двигателя.

Таким образом, для обеспечения высокого качества открытого ствола скважины перед вскрытием продуктивного пласта при достаточно высоких экономических показателях необходимо создание бурового долота и забойного двигателя, обеспечивающих проходку за рейс не менее 1000 м, а также разработка усовершенствованной конструкции струйно-механического долота шарошечного типа.

## **10.2. Вскрытие продуктивного пласта бурением**

Одним из наиболее важных условий сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии является, как уже отмечалось, максимально возможное снижение репрессии на продуктивный пласт. При вскрытии продуктивного пласта наибольшая величина гидродинамического давления на забое скважины достигается при работе бурового долота. В этот момент давление на забой скважины складывается из давления столба бурового раствора, потерь давления в кольцевом пространстве за бурильной колонной и гидродинамического давления, вызываемого вибрацией колонны при работе долота.

Уменьшение давления столба бурового раствора достигается за счет снижения его плотности и реализации так называемого способа бурения "на равновесии" (или даже на депрессии).

При решении вопроса о снижении репрессии на продуктивный пласт особое внимание следует обратить на уменьшение вибрации бурильной колонны при работе долота. Дело в том, что в большинстве своем нефтяники пренебрегают этим явлением до тех пор, пока не начинают часто ломаться элементы низа бурильной колонны. Однако из зарубежной печати известно, что при работе бурового долота колебания гидродинамического давления на забое скважины достигают порядка 5 МПа (данные получены прямыми измерениями в процессе бурения). Поэтому, решая вопрос о снижении репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, необходимо создать высокоэффективное амортизирующее наддолотное устройство и включить его в компоновку низа бурильной колонны.

Особого внимания заслуживает также вопрос о регламентации скорости спуско-подъемных операций и соблюдении технологической дисциплины при вскрытии продуктивного пласта. Это связано с тем, что применяемые в практике бурения скорости спуско-подъемных операций могут обеспечить весьма высокие репрессии на пласт, вплоть до получения гидроразрыва.

Однако, как бы ни были совершенны техника и технология минимизации репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, полностью исключить репрессию вряд ли возможно. Поэтому необходимо иметь буровой раствор (практика показывает, что он должен быть безглинистый), который предотвратил бы возможность глубокого проникновения его фильтрата в пласт в момент наличия репрессии. Кроме того, должны обеспечиваться высокая степень его очистки от выбуренной породы для поддержания минимальной плотности бурового раствора и отсутствие физико-химического взаимодействия с породами продуктивной зоны и пластовыми флюидами.

Одним из важных факторов при вскрытии продуктивных пластов является продолжительность контакта бурового раствора со стеной скважины, что определяет степень и глубину загрязнения околоскважинной зоны. В связи с этим необходимо стремиться к уменьшению продолжительности первичного вскрытия за счет применения высокопроизводительных технологий и бурового инструмента. Однако и этого не всегда бывает достаточно.

Так, в случае технологической необходимости использования буровых растворов с твердой фазой механическая скорость проходки и проходка на долото резко уменьшается из-за ухудшения условий работы бурового долота. Исключить или существенно уменьшить влияние твердой фазы в буровом растворе можно за счет установки над долотом забойного сепаратора твердой фазы, что позволит направить к инструменту очищенный от нее буровой раствор, а саму эту фазу вывести в кольцевое пространство.

Таким образом, для сохранения естественной проницаемости при первичном вскрытии продуктивного пласта необходимо *минимизировать* репрессию на пласт (до бурения на "равновесии"). При реализации такой технологии увеличивается вероятность возникновения нефтегазопроявлений и опасности фонтанирования скважины. В связи с этим для управления

продуктивным пластом и снижения опасности открытого фонтанирования целесообразно разработать технические средства обнаружения нефтегазопроявления продуктивного пласта на начальной стадии, то есть фиксации момента появления пластового флюида в кольцевом пространстве в зоне продуктивного пласта. Наиболее перспективным направлением в этой области представляется, разработка акустической системы непрерывного контроля за нефтегазопроявлениями при бурении скважин.

### **10.3. Цементирование эксплуатационной колонны**

Вскрытие продуктивных пластов, в основном, осуществляют долотом того же диаметра, что и бурение вышележащего интервала. Эксплуатационная колонна спускается до забоя скважины, а цементный раствор за колонной поднимается на большую высоту вплоть до устья скважины. При этом на продуктивный пласт при цементировании создается высокое гидродинамическое давление, которое обеспечивает проникновение цементного раствора в поры и трещины продуктивного пласта и часто приводит к гидроразрыву пласта с последующим уходом в него значительных объемов цементного раствора, на что указывают нередкие случаи недоподъема цементного раствора до расчетного уровня. Вот почему весьма важной задачей при цементировании эксплуатационной колонны является снижение гидродинамического давления цементного раствора на продуктивный пласт и, по возможности, полное исключение контакта цементного раствора с продуктивным пластом.

### **10.4. Вторичное вскрытие продуктивного пласта**

Заключительный этап строительства скважины перед ее освоением вторичное вскрытие продуктивного пласта, которое во многом определяет продуктивность скважины. Некачественное выполнение этого вскрытия может свести на нет все усилия, затраченные при выполнении предыдущих этапов работ.

Применяемые в настоящее время технологии вскрытия, в общем-то, дают неплохие результаты. Но они достигаются, как правило, на месторождениях с высокопроницаемыми коллекторами. При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, которые более сильно, чем высокопроницаемые, реагируют на загрязнение пласта, необходимо совершенствовать применяемые технологии и внедрять (пусть более трудоемкие и дорогостоящие) технологии, обеспечивающие высокую продуктивность скважины.

В связи с этим представляется целесообразным уделять большее внимание поиску (разработке) более эффективных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также совершенствовать технику и технологию перфорации.

#### **10.4. Увеличение проницаемости околоскважинной зоны**

Разработка месторождений с низкопроницаемыми коллекторами сопровождается *уменьшением продуктивности* скважин по сравнению с высокопроницаемыми коллекторами. Даже при сохранении естественной проницаемости околоскважинной зоны пласта при первичном вскрытии, цементировании эксплуатационной колонны и вторичном вскрытии продуктивность скважины будет низкой.

Нетрудно заметить, что низкие дебиты скважин связаны не только с низкой проницаемостью коллекторов, но и с особенностью притока пластового флюида в скважину. Как отмечалось выше, не менее половины энергии пласта теряется в не большой околоскважинной зоне, что связано с увеличением гидравлического сопротивления движению жидкости по мере приближения к скважине. Поэтому естественно предположить, что, снизив гидравлическое сопротивление движению жидкости в околоскважинной зоне, можно существенно увеличить продуктивность скважины.

Наиболее перспективным направлением в данном случае представляются разработка и внедрение мероприятий, обеспечивающих увеличение проницаемости околоскважинной зоны выше естественной проницаемости продуктивного пласта.

Как показывает мировой опыт извлечения нефти из низкопроницаемых коллекторов, из числа известных и достаточно хорошо отработанных мероприятий наибольший эффект достигается при гидравлическом разрыве пласта (ГРП). За рубежом данный метод начал применяться с 1949 г., и только в США проведено более 900 тыс. успешных операций, благодаря чему гидроразрыв стал хорошо отработанным методом с успешностью около 90%. В настоящее время 35-40% фонда скважин в США обработано этим методом, в результате чего 25-30% запасов нефти и газа переведено из забалансовых в балансовые. В зарубежной практике ГРП стал неотъемлемой частью цикла строительства скважин при разработке месторождений с низкопроницаемыми пластами.

У нас в стране гидроразрыв пласта применяется в весьма незначительных объемах. Провидимому это связано с разработкой до последнего времени месторождений с высокопроницаемыми коллекторами, где эффективность ГРП низка, а также с отсутствием достаточно высокоэффективной отечественной техники и большой стоимостью реализации метода. Свою негативную роль сыграло и практически полное отсутствие целенаправленных НИОКР по совершенствованию и испытанию отечественной техники и технологии.

#### **10.5. Методы вскрытия продуктивных горизонтов (пластов)**

Вскрытие пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно. Под качеством технологии вскрытия пласта и освоения скважин следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (или пропластков) после выполнения

соответствующей операции. Оценку качества вскрытия пластов и освоения скважин следует производить по Временной методике по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин.

*Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов.* В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя. Конструкцию забоя следует выбрать по РД.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин (рис. 10.1.).

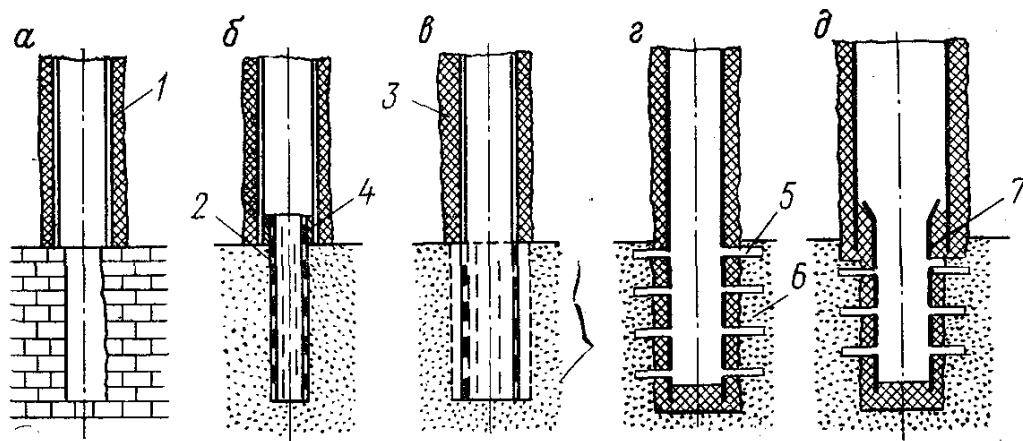


Рис. 10.1. Схемы конструкции забоев при заканчивании скважин: 1 – обсадная колонна, 2 – фильтр, 3 – цементный камень, 4 – пакер, 5 – перфорационные отверстия, 6 – продуктивный пласт, 7 – хвостовик

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра (рис. 10.1, б) или хвостовика (рис. 10.1, д). В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются и водозакрывающая колонна является эксплуатационной (рис. 10.1, а).

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта (рис. 10.1, в).

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов (рис. 10.1, з).

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов



могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

3. Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, в основном производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр. При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки центрируют ее выше нефтеносного пласта.

Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину или часто засоряются. Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

*Перфорация обсадной колонны.* Для вскрытия пластов с целью их эксплуатации или опробования в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации. Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется и пуля с

большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора. За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6—12 отверстий пулями диаметром 11—11,5 мм.

Широкое распространение получила беспулевая перфорация. В этом случае отверстие в колонне создается не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов.

*\* Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, обладающего выемкой, симметричной относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва.*

Перфораторы кумулятивные применяются корпусные и бескорпусные. Бескорпусные перфораторы бывают неточными и полностью разрушающимися, т. е. однократного действия. Перфораторы кумулятивные корпусные выпускаются различных диаметров, в том числе и для спуска через насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При простреле отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину при проявлении пласта после прострела. В процессе прострелочных работ скважина должна быть заполнена глинистым раствором для создания противодействия на пласт.

В каждом отдельном случае геологической службой в зависимости от коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации устанавливается плотность прострела (количество отверстий на 1 м) и тип перфоратора. Для улучшения связи скважины с продуктивным пластом может применяться гидропескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел. При нагнетании в трубы под большим давлением жидкость с песком выходит из сопел с большой скоростью и песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин, имеется возможность регулировать диаметр и глубину отверстий, можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации следует отнести большую стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

#### **10.6. Химический метод борьбы с ухудшением проницаемости призабойной зоны**

Ухудшение коллекторских свойств пластов, содержащих глины, происходит вследствие их чувствительности к воде. Эффект набухания монтмориллонитовых глин приводит к ухудшению проницаемости призабойной зоны. С другой стороны, набухание каолиновых глин происходит вследствие их закупоривания частичками твердой фазы

В пласте глины обычно присутствуют во флокулированном состоянии вследствие высокого содержания солей. При бурении скважины растворами на водной основе ионная прочность окружающей глины среды уменьшается за счет расширения ионной оболочки.

В результате происходит редиспергация глины и ее миграция в микропоры. Образующиеся при этом микрофильтрационные корки приводят к закупориванию пласта.

Проблема может быть устранена путем использования электролита или полиэлектролита, что значительно уменьшает расширение ионной оболочки и нейтрализует отрицательный ионный заряд на поверхности глины.

Для предотвращения ухудшения проницаемости призабойной зоны используют  $KCl$ ,  $CaCl_2$ , гидроокись алюминия и др. Хлористый кальций используют в пластах, содержащих глины с высокой степенью набухания. Полагают, что обмен ионов калия на ионы натрия в монтмориллонитовых глинах уменьшает набухающие свойства глин. По мере увеличения концентрации  $KCl$  в глине образуется не набухающий слой, который снижает общую набухающую способность глины.

Растворы неорганических солей также предотвращают набухание глин. Одним из методов обработки водо-чувствительных пластов является закачка раствора гидроокиси алюминия. Число гидроксильных групп с атомами алюминия находится в пределах 1,5-2,7. Экспериментально было установлено, что хлорид алюминия не обеспечивает сохранения коллекторских свойств пласта в течение длительного промежутка времени.

Хлорид окиси циркония является другой солью поливалентного металла, используемой для сохранения коллекторских свойств пласта. Полагают, что данный материал образует защитную корку, прочно защищающую открытую поверхность частиц глины. Во всех вышеперечисленных системах, используемых для обработки содержащих глины пластов неорганические соли приводят к коагуляции глин.

Коллоидный механизм ухудшения коллекторских свойств пластов следующий. Отдельные диспергированные частицы удерживаются в жидкости и оседают в виде микроскопических фильтрационных корок на суженных поровых каналах.

Проницаемость породы в этом случае зависит от фильтрационных характеристик данных микроскопических фильтрационных корок. Хорошо известно, что флокулированная почва более проницаема, чем диспергированная. Это в свою очередь является основой применения известняка и гипса при обработке почвы. Аналогичных результатов в буровых растворах низкой фильтрации достигают за счет тонкой фильтрационной корки, содержащей глину высокой степени диспергации. Коагуляция в буровых растворах приводит к увеличению фильтрации и последующего внедрения фильтрата. Степень набухания глин зависит от ее набухающих характеристик, а также степени ее диспергации.

## **11. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

Основу технико-технологических решений при бурении нефтяных и газовых скважин составляет технический проект, содержание которого определяет все основные технические решения, номенклатуру и количество технических средств для реализации выбранной технологии на всех этапах строительства скважин. Эффективность технологических решений определяется степенью научной обоснованности принимаемых решений и достоверностью исходной информации. При этом большую роль играет накопленный в регионах опыт, так как проектирование многих технологических процессов требует постоянного уточнения математических моделей и логических принципов выбора технологических решений в зависимости от конкретизации геолого-геофизических условий бурения. Представленная ниже схема проектирования технологии бурения является обобщением научных и практических достижений в отрасли за последние десятилетия.

### **1. Выбор профиля скважины**

На начальном этапе разработки технологии бурения нефтяных и газовых скважин необходимо определить профиль ствола скважины для наклонно-направленного бурения, который во многом определяет выбор расчетных схем для последующих этапов. В частности, от этого решения зависят расчеты бурильных и обсадных колонн, выбор компоновок низа бурильных колонн и т. д.

**1.1. Выбор и расчет профиля скважины.** Выбор профиля зависит от геологических условий на месторождении, глубины скважины по вертикали, величины отклонения, интенсивности набора и падения зенитного угла на данном месторождении при бурении с отклонителем или без него и др

**1.2. Выбор компоновок низа бурильной колонны для реализации профиля наклонной или вертикальной скважины.** Основным критерий при выборе компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальной скважины или того или иного участка профиля ствола наклонной скважины – интенсивность изменения зенитного угла при бурении этой компоновкой.

### **2. Выбор конструкции скважины**

Выбор конструкции скважины зависит от комплекса неуправляемых и управляемых факторов. К неуправляемым факторам следует отнести геологические условия месторождения: глубину залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства; пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород; физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на обсадные колонны горного давления и т.д.

**К управляемым факторам можно отнести способ бурения; число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию; способ вскрытия продуктивных горизонтов; материально-техническое обеспечение.**

**Конструкция скважины считается рациональной, если она обеспечивает минимальную стоимость ее строительства, а также выполнение технических (существующие технические средства и материалы, условия их доставки), технологических (освоенные технологические приемы, организация труда основных и вспомогательных подразделений) и геологических (проявление пластовых флюидов, поглощение буровых и тампонажных растворов, обвалообразование и пластическое течение горных пород) ограничений и требований к надежности и долговечности скважины (обеспечение успешного испытания, освоения и эксплуатации).**

### **2.1. Выбор глубин спуска и диаметра обсадных труб**

**При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола.**

**2.2. Выбор высоты подъема тампонажного раствора и конструкции забоя скважины.**

**Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве определяется на основании действующих отраслевых инструктивных и методических материалов.**

**Основные факторы, определяющие конструкцию забоя – способ эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.**

### **2.3. Расчет обсадных колонн**

**Расчет обсадных колонн проводят при проектировании с целью выбора толщин стенок и групп прочности материала обсадных труб, а так же для проверки соответствия заложенных при проектировании нормативных коэффициентов запаса прочности ожидаемым с учётом сложившихся геологических, технологических, конъюнктурных условий производства.**

## **3. Проектирование процессов углубления и промывки скважин**

**Технико-экономическая эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента и режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, показателей свойств и типов бурового раствора, необходимых количеств химических реагентов и материалов для поддержания их свойств, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой**

установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и географических условий бурения

Для ряда указанных вопросов еще не выработано однозначных, а тем более научно-формализованных правил. При принятии многих решений (выбор режимно-технологических параметров бурения, некоторых свойств буровых растворов и др.) оказывается необходимым использовать результаты обобщения промыслово-статического материала, получаемого при бурении опорно-технологических и первых разведочных скважин.

### **3.1. Выбор породоразрушающего инструмента.**

Выбор типа породоразрушающего инструмента базируется на информации о физико-механических свойствах пород и литологическом строении разреза пород и, во многом, зависит от конкретных региональных условий.

**3.2. Выбор типа бурового раствора и расчет необходимого количества материалов для поддержания его свойств.**

Выбор типа бурового раствора до настоящего времени не имеет формализованных правил и поэтому производится на основании анализа практики бурения и опыта инженеров по буровым растворам.

Основа выбора допустимых типов буровых растворов соответствие их составов разбуриваемым породам на всем интервале бурения до спуска обсадной колонны.

Процедура выбора типа бурового раствора состоит из следующих операций: получение от геологической службы информации о разрезе скважины; идентификацию пород разреза; установление типов буровых растворов, которые могут быть использованы при разбурировании пород данного класса; определение оптимальной последовательности применения буровых растворов.

Разрез скважины разбивают на интервалы, для каждого из которых выбирают допустимые типы буровых растворов, причем на каждом интервале ими могут быть только растворы, применимые на всех вышележащих интервалах в пределах не обсаженной части скважины. Затем рассчитывают стоимость 1 м<sup>3</sup> каждого раствора, допустимого на данном интервале.

На следующем этапе определяют объемы растворов, необходимые для бурения каждого интервала. На последнем этапе рассчитывают количество материалов и химических реагентов, необходимых для реализации выбранной последовательности буровых растворов с учетом затрат материалов на поддержание свойств раствора.

В результате по всем интервалам бурения должна быть получена следующая информация: наименование и компонентный состав бурового раствора, его необходимый объем и стоимость, расход материалов на поддержание свойств бурового раствора, степень его очистки.

### **3.3. Выбор способа бурения и режимно-технологических параметров углубления.**

Принятие решения об использовании того или иного способа бурения – один из ответственных этапов при проектировании технологии углубления, так как в дальнейшем выбранный способ определяет многие технические решения – режимы бурения, гидравлическую программу, буровой инструмент, тип буровой установки. Во многом, это решение определяется конъюнктурными региональными условиями (парк буровых установок, бурильных труб, забойных двигателей и т.п.).

В качестве исходной информации для принятия решения о способе бурения используют следующие данные: глубину бурения и забойную температуру, профиль ствола и диаметры долот, тип породоразрушающего инструмента и бурового раствора.

После принятия решения о способе бурения, типах используемых долот и буровых растворов необходимо подобрать осевую нагрузку на долото, частоту вращения долота, расход бурового раствора и время пребывания долота на забое, т.е. режим бурения.

В случае выбора способа бурения с забойными гидравлическими двигателями, после расчёта осевой нагрузки на долото необходимо выбрать тип забойного двигателя. Этот выбор осуществляется с учётом удельного момента на вращение долота, осевой нагрузки на долото и плотности бурового раствора. Технические характеристики выбранного забойного двигателя учитываются при проектировании частоты оборотов долота и гидравлической программы промывки скважины.

Для поиска этих значений в настоящее время используются три подхода:

- экспериментальный, состоящий в поиске оптимальных управляющих воздействий в процессе планируемых экспериментов при бурении опорно-технологических скважин;
- экспериментально-статистический, основывающийся на сборе и переработке информации об отработке долот при массовом бурении на регионе;
- аналитико-статистический метод, использующий математические модели углубления, коэффициенты которых определяются на основе обработки статистических данных по отработке долот.

Однако оптимизация режимных параметров на стадии проектирования имеет недостаточную для практики эффективность. Поэтому при проектировании вырабатывается нормативное задание режимно-технологических параметров и числа необходимых долот, а поиск оптимальных управляющих воздействий необходимо осуществлять в оперативном режиме на буровой, что соответствует тенденциям мировой практики.

**3.4. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны** Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. При проектировании бурильных колонн возможны следующие ситуации: необходимо выбрать рациональную компоновку бурильной колонны, удовлетворяющую всем инженерным по несущей способности; необходимо дать оценку с позиций проверки на прочность какого-либо варианта компоновки колонны.

При выборе компоновки колонны бурильных труб в качестве исходной информации используются: геометрические параметры профиля ствола скважины, диаметр обсадной колонны на предыдущем интервале бурения, способ бурения, плотность бурового раствора, потери давления в забойном двигателе и долоте, вес забойного двигателя.

В результате расчета должны быть получены диаметры, толщины стенок, группы прочности и длины секций для всех ступеней колонны, а также величины фактических коэффициентов запасов прочности для сравнения с нормативными коэффициентами

### **3.5. Выбор буровой установки**

Буровые установки - это комплексные системы, включающие все основные и вспомогательные агрегаты и механизмы, которые необходимы для строительства скважин.

Буровую установку выбирают по ее допустимой максимальной грузоподъемности, обуславливающей с некоторым запасом вес в воздухе наиболее тяжелых бурильной и обсадной колонн.

Для принятой по грузоподъемности и условной глубине бурения буровой установки в зависимости от региональных условий, связанных со степенью обустройства (дороги, линии электропередач, водоснабжение и др.) и климатической зоной, выбирают тип привода, схему монтажа и транспортирования, а также учитывают необходимость комплектования отопительными установками, дополнительными агрегатами и оборудованием.

### **3.6. Выбор гидравлической программы промывки скважины**

*Под гидравлической программой понимается комплекс регулируемых параметров процесса промывки скважины. Номенклатура регулируемых параметров следующая: показатели свойств бурового раствора, подача буровых насосов, диаметр и количество насадок гидромониторных долот.*

При составлении гидравлической программы предполагается:

- исключить флюидопроявления из пласта и поглощения бурового раствора;
- предотвратить размыв стенок скважины и механическое диспергирование транспортируемого шлама с целью исключения наработки бурового раствора;
- обеспечить вынос выбуренной горной породы из кольцевого пространства скважины;



- создать условия для максимального использования гидромониторного эффекта;
- рационально использовать гидравлическую мощность насосной установки;
- исключить аварийные ситуации при остановках, циркуляции и пуске буровых насосов.

Перечисленные требования к гидравлической программе удовлетворяются при условии формализации и решения многофакторной оптимизационной задачи. Известные схемы проектирования процесса промывки бурящихся скважин основаны на расчетах гидравлических сопротивлений в системе по заданным подаче насосов и показателям свойств буровых растворов.

Подобные гидравлические расчеты проводятся по следующей схеме. Вначале, исходя из эмпирических рекомендаций, задают скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве и вычисляют требуемую подачу буровых насосов. По паспортной характеристике буровых насосов подбирают диаметр втулок, способных обеспечить требуемую подачу. Затем по соответствующим формулам определяют гидравлические потери в системе без учета потерь давления в долоте. Площадь насадок гидромониторных долот подбирают исходя из разности между максимальным паспортным давлением нагнетания (соответствующим выбранным втулкам) и вычисленными потерями давления на гидравлические сопротивления.

#### **4. Проектирование процесса крепления.**

Крепление скважины – заключительная операция ее проводки, предназначенная для укрепления стенок скважины, обеспечения длительной изоляции пластов друг от друга и от дневной поверхности.

Процесс крепления скважин складывается из нескольких технологических операций, проектирование которых должно наряду с обеспечением высокого качества работ минимизировать стоимость проводки скважин при выполнении плановых сроков и безусловном недопущении осложнений.

##### **4.1. Выбор способа спуска и цементирования обсадной колонны.**

Скважину крепят обсадными колоннами, спускаемыми целиком или секциями (хвостовиками), а колонны цементируют различными способами – сплошным, в две или несколько ступеней с разрывом во времени, двумя или более секциями, обратным способом.

Каждую скважину крепят в конкретных геологических условиях, и геологические пласты, составляющие разрез, налагают определенные ограничения на процесс спуска и цементирования обсадной колонны, нарушение которых приводит к различного рода осложнениям или авариям. Для реализации процесса используют оборудование и материалы с их ограниченными техническими характеристиками. Кроме того, гидродинамические процессы, происходящие в скважине

при промывке, спуске, цементировании колонны и ОЗП, также влияют на выбор способа крепления.

В качестве критериев, определяющих выбор способа спуска колонны и ее цементирование, приняты грузоподъемность оборудования, допустимое время пребывания ствола скважины в не обсаженном состоянии и режим качественного цементирования обсадной колонны в один прием. Режим цементирования зависит от пластовых давлений и давлений гидроразрыва или поглощения пластов, допустимого давления в устьевом оборудовании и технических устройствах; режима течения тампонажного раствора, обеспечивающего качественное заполнение затрубного пространства; времени безотказной работы цементировочного оборудования.

#### **4.2. Выбор тампонажного раствора.**

Многообразие геолого-технических условий при бурении нефтяных и газовых скважин, рост глубин, вызвавший, необходимость закачивания больших объемов тампонажных растворов в сжатые сроки, и повышение требований к качеству работ по креплению обусловили применение широкой номенклатуры тампонажных цементов и химических реагентов, используемых в тампонажных растворах.

Выбор тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн обуславливается литофациальной характеристикой разреза. Основными факторами, определяющими состав тампонажного раствора, являются температура, пластовое давление, давление гидроразрыва, наличие солевых отложений, вид флюида и т.д.

Для цементирования скважин необходимо применять только тампонажные материалы, выпускаемые промышленностью по технологическим регламентам и удовлетворяющие требованиям соответствующих стандартов.

#### **4.3. Выбор буферной жидкости**

Буферные жидкости повышают степень вытеснения бурового раствора из затрубного пространства скважины, предотвращая его смешение с тампонажным раствором и удаляя часть глинистой корки со стенок.

Буферную жидкость выбирают согласно следующим критериям:

- типу основы бурового раствора (водная или неводная),
- его плотности,
- температурным условиям в скважине,
- кавернозности ствола,
- высоте подъема тампонажного раствора,
- содержанию солей кальция в буровом растворе,
- наличию в разрезе высокопроницаемых пластов,
- протяженности перемычки между продуктивным и водоносным пластами,
- наличию в буровом растворе химических реагентов.

#### **4.4. Выбор технологической оснастки и режима спуска обсадной колонны.**

Сборка и спуск обсадной колонны – ответственные этапы крепления скважины. В общем случае они состоят из следующих операций: сборка обсадных (при необходимости и бурильных) труб в колонну, установке на ней элементов колонной и заколонной технологической оснастки, спуске колонны на длину каждой трубы (с ограниченной скоростью спуска и интенсивностью торможения), промежуточных доливках колонны и промывке скважины.

Под понятием «технологическая оснастка обсадных колонн» подразумевается определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну для обеспечения качественного ее спуска и цементирования.

#### **4.5. Расчет режима цементирования.**

При гидравлическом расчете цементирования должны выполняться технико-технологические требования к давлению в системе цементирования.

- суммарное давление не должно превышать предельно допустимых давлений для цементировочной головки и цементировочного агрегата;

- давление в затрубном пространстве должно быть меньше давления гидроразрыва пластов.

#### **4.6. Выбор способа испытания обсадных колонн на герметичность.**

Герметичность и прочность зацементированных обсадных колонн проверяют созданием внутреннего или внешнего избыточного давления при нагнетании в колонну жидкости или снижения уровня жидкости внутри колонны.

### **5. Выбор комплекса геофизических исследований.**

Для обеспечения достоверной геологической информации в перспективных интервалах выбирается комплекс геофизических исследований. Выбор основного и дополнительного комплексов зависит от типа скважины, интервалов исследования, свойств бурового раствора.

### **6. Проектирование процесса испытания скважин.**

Заключительный технологический этап при бурении нефтяных и газовых скважин связан с испытанием продуктивных горизонтов. В комплекс работ по испытанию входят создание гидравлической связи скважины с пластами при наличии закрытого забоя, выбор способа вызова притока из пластов и при необходимости методов активного воздействия на призабойную зону с целью устранения вредного влияния на продуктивные пласты процессов бурения при вскрытии.

#### **6.3. Выбор способа перфорации.**

*Перфораторы пробивают канал в продуктивном пласте через стенки обсадных труб и слой затрубного цементного камня. Различие геологических*

*условий породило необходимость создания широкой номенклатуры перфораторов – бескорпусных разрушающихся, корпусных кумулятивных и т.д.*

При осуществлении перфорации возможны значительные деформации обсадной колонны, образования трещин в цементном камне и нарушение их сцепления. Поэтому выбор способа перфорации и проектирования технологических режимов должно проводиться только при соблюдении требований действующих руководящих документов.

#### **6.4. Выбор способа вызова притока из пласта.**

Вызов притока из пласта осуществляют снижением забойного давления. Выбор способа вызова притока из пласта базируется на следующей исходной информации: глубина скважины (искусственный забой); диаметр обсадной колонны; диаметр колонны насосно – компрессорных труб (НКТ); глубина спуска НКТ; пластовое давление; пластовая температура; проницаемость пласта; сведения об эксплуатационных особенностях пласта – коллектора; сведения о загрязненности призабойной зоны пласта. В настоящее время используются следующие способы вызова притока из пласта: замена на раствор меньшей плотности; замена на газированную жидкость; замена на пену; снижение уровня жидкости в скважине. На основе выбора способа вызова притока получают ответы на следующие вопросы: режимные показатели процесса (забойное давление и депрессия на пласт, темп снижения забойного давления, производительность агрегатов и давление нагнетания рабочих агентов, продолжительность процесса); технические средства (номенклатура и количество); реагенты и материалы (номенклатура и количество); стоимость работ.

## **12. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ**

### **12.1 структура бурового предприятия**

Цикл строительства скважины (ЦСС) включает следующие виды работ:

**1. Подготовительные работы к строительству (строительство подъездных путей, линий электропередач, линий связи, трубопроводов, кустового основания, бурение скважины на воду и т.д.).**

**2. Строительно-монтажные работы (сборка буровой установки и привышечных сооружений)**

**3. Подготовительные работы к бурению (осмотр и наладка оборудования, оснастка талевого системы, бурение и крепление шурфа, установка направления и др.).**

**4. Бурение ствола скважины и его крепление.**

**5. Оборудование устья, испытание скважины на приток, сдача скважины в эксплуатацию.**

**6. Демонтаж буровой установки и привышечных сооружений, транспортировка их на новую точку, нейтрализация отходов, рекультивация земель.**

*Организация цикла строительства скважин в своей основе содержит взаимоотношения между производственными бригадами, основными производственными фондами (буровыми установками) и конечной продукцией (скважинами).*

Наиболее распространены специализированная и комплексная формы организации ЦСС.

При специализированной организации производственного процесса все работы на буровой ведутся 5-7 бригадами, которые специализируются на выполнении технологически однородных работ. После окончания работ бригады переходят на следующие объекты.

При комплексной организации ЦСС все работы возлагаются на производственные бригады, насчитывающие 30-40 человек. В эти бригады включаются рабочие разных специальностей, которые ведут все работы, начиная с вышкомонтажных и кончая опробованием скважин

Строительство нефтяных и газовых скважин осуществляется буровыми предприятиями, имеющими различную организационно-правовую форму и разную степень автономности в структуре нефтегазодобывающих компаний. Примем традиционное наименование бурового предприятия: «Управление буровых работ» (УБР).

УБР представляет собой сложную технико-экономическую систему и состоит из большого числа элементов (техники, оборудования, технологических процессов и приемов, коллективов людей, зданий, сооружений и др.), функционирующих в тесном взаимодействии для достижения общей цели при наличии внешних и внутренних случайных возмущений.

**Характерными особенностями УБР являются:**

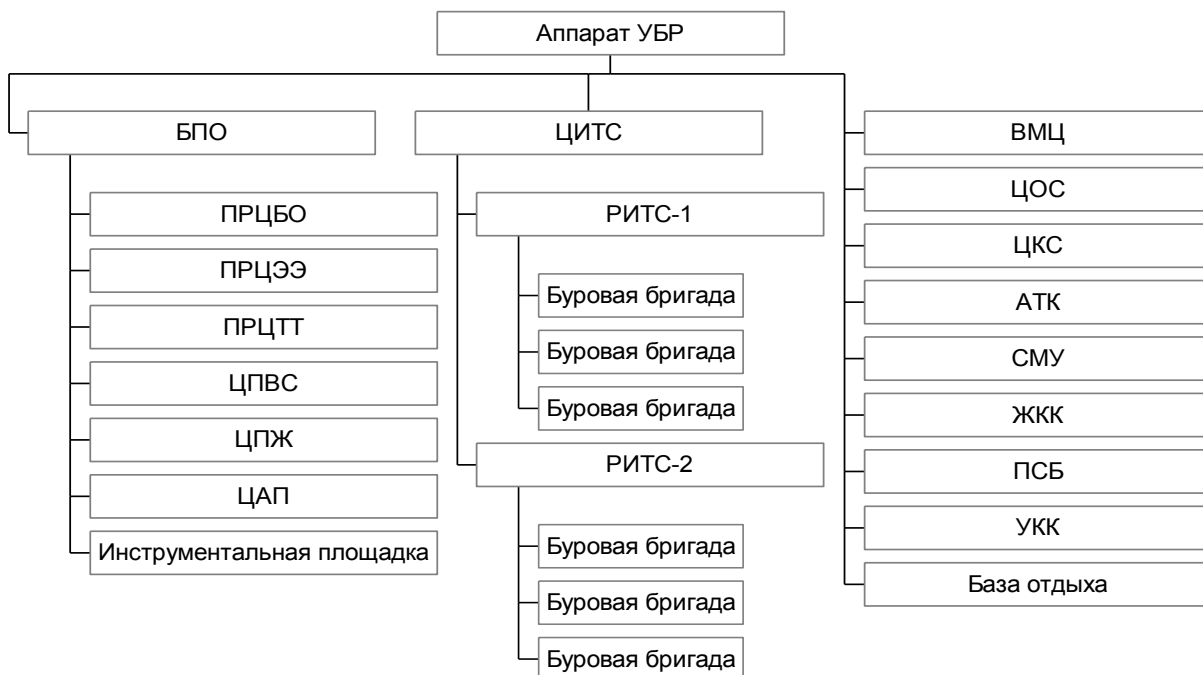
- наличие целей функционирования, определяющих ее назначение;
- наличие управления, представляющего собой целенаправленное воздействие на систему;
- наличие иерархической структуры, состоящей из нескольких уровней подсистем в соответствии с их взаимоотношением;
- наличие процесса функционирования, заключающегося в обмене материалами и информационными потоками в подсистемах.

**Основной целью функционирования УБР является создание новых основных производственных фондов – скважин.**

**Строительство нефтяных и газовых скважин – сложный многостадийный процесс, включающий строительство дорог, водоводов, линий электропередач и связи, транспортирование и монтаж бурового оборудования и сооружений, бурение и крепление ствола скважины, испытание продуктивных пластов и т.д. Реализация этих этапов, часто**

взаимосвязанных осуществляется посредством вспомогательные, обслуживающие и управленческие процессов, которые являются базой для формирования производственной структуры УБР.

Организационная структура УБР (рис. 12.1) включает производственные подразделения, участвующие в изготовлении основной продукции - скважин, и органы управления предприятием. В ней также отражены организационные, иерархические и технические



### особенности предприятия.

Центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС); районные инженерно-технологические службы (РИТС); вышкомонтажный цех (ВМЦ) или контора (ВМК); цех опробования скважин (ЦОС) или контора (КОС) относятся к структурным подразделениям основного производства.

К структурным подразделениям вспомогательного производства относятся: цех крепления скважин (ЦКС) или тампонажная контора (ТК); база производственного обслуживания (БПО), состоящая из прокатно-ремонтных цехов бурового оборудования (ПРЦБО), электроснабжения (ПРЦЭЭ), турбобуров и труб (ПРЦТТ), цеха пароводоснабжения (ЦПВС); цеха промывочной жидкости (ЦПЖ), цеха автоматизации производства (ЦАП).

К непромышленным хозяйствам относятся автотранспортная контора (АТК), строительно-монтажное управление (СМУ) или ремонтно-строительный участок (РСУ), жилищно-коммунальная контора (ЖКК), учебно-курсовой комбинат (УКК) и ряд других подразделений.

Строительство скважин представляет собой совокупность комплексов отдельных процессов, отличающихся друг от друга технологическими особенностями, применяемыми техническими

средствами и выполняемыми специализированными подразделениями. Каждый комплекс во многом является самостоятельным, состоящим из основных, вспомогательных, обслуживающих и управленческих процессов. Например, в вышкомонтажном комплексе, основной процесс по строительству вышки и монтажу оборудования выполняется вышкомонтажными бригадами, а реализация вспомогательных процессов сосредоточена в цехе металлоконструкций, заготовительном, ремонтно-механическом. Обслуживающие процессы осуществляют управление производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования (УПТО и КО), управление технологического транспорта (УТТ), центральные базы производственного обслуживания (ЦБПО), входящие в состав нефтегазодобывающих компаний. Управленческие процессы протекают в аппарате вышкомонтажного цеха, в отделах главного механика, главного энергетика и т.д.

Выполнение основных производственных процессов в строительстве скважин – бурение и крепление ствола скважины, а также иногда опробование эксплуатационных скважин – осуществляет буровая бригада.

Вспомогательные и обслуживающие процессы сосредоточены в цехах базы производственного обслуживания УБР: ПРЦБО, ПРЦЭЭ, ПРЦТТ, ЦПВС, ЦПЖ и др.

Управление всеми работами по бурению осуществляет аппарат УБР.

Аппарат УБР выполняет планово-организационные и оперативно-хозяйственные функции, которые делятся в основном на задачи планово-перспективного развития и оперативного управления производством.

В перспективном плане на пять лет и более намечаются основные направления и темпы развития буровых работ, пути совершенствования техники и технологии работ для обеспечения необходимого роста объемов бурения.

В текущем плане рассматриваются годовые задачи с разбивкой по кварталам с целью выполнения государственного плана по строительству скважин путем эффективного использования наличных ресурсов, внедрения новой техники и технологии, прогрессивных методов организации труда и управления.

Важная составная часть оперативного управления – оперативное планирование (месячное, декадное, суточное). На этапе оперативного планирования составляются детальные графики работ на каждом объекте, планируется подготовка производства, определяется потребность в материальных и трудовых ресурсах, устанавливаются задания всем обслуживающим и обеспечивающим подразделениям. Главной задачей оперативного управления, помимо планирования,

является контроль за ходом выполнения заданий на всех производственных объектах, регулирование производства при возникновении отклонений фактического состояния от планируемого, оперативный учет количественных и качественных результатов работы.

Оперативные управленческие процессы в УБР возлагаются на районную инженерно – технологическую службу (РИТС). Это орган оперативного контроля, учета и регулирования хода производства. РИТС организует бесперебойную работу буровых бригад, ведет оперативный контроль за выполнением плана-графика строительства скважин, контролирует своевременность обеспечения бригад материально-техническими ресурсами, оперативно реагирует на заявки, вызванные аварийными ситуациями. Основным оперативным учетным документом в РИТС является «Журнал контроля за технологией бурения и учета работы бригад бурения и опробования скважин». РИТС обязан принимать своевременные конкретные меры по ликвидации аварий и осложнений и регулярно информировать центральную инженерно-технологическую службу (ЦИТС) о результатах работ.

### **13.2. Основные документы, учет и контроль строительства скважин**

Основными документами, на основании которых осуществляется строительство скважин, являются технический проект и смета.

Технические проекты разрабатывают специальные проектные институты (НИПИ) на основании проектных заданий , выдаваемых заказчиком, например, НГДУ. Задание содержит: сведения об административном расположении площади; номер скважин, которые должны сооружаться по данному проекту; цель бурения, категорию скважин, проектный горизонт и проектную глубину; краткое обоснование заложения скважин; характеристику; геологического строения площади, перспективных на нефть и газ объектов, горно-геологических условий бурения; данные о пластовых давлениях, давлениях гидроразрыва пород, геостатических температурах, об объектах, подлежащих опробованию в процессе бурения и испытанию, об объеме геофизических , лабораторных и специальных исследований, диаметре эксплуатационной колонны, объеме подготовительных работ к строительству и заключительных после окончания испытания скважины; о строительстве объектов теплофикации, жилищных и культурно-бытовых помещений; название бурового предприятия, которое должно строить скважины; другую информацию, необходимую для разработки проекта.

Технический проект включает разделы:

- сводные технико-экономические данные;
- основание для проектирования;
- общие сведения;



- геологическая часть;
- конструкция скважины;
- профиль ствола скважины;
- буровые растворы;
- углубление скважины;
- крепление скважины;
- испытание скважины;
- дефектоскопия,
- опрессовка оборудования и инструмента;
- сводные данные об использовании спецмашин и агрегатов при проводке скважины;
- сведения о транспортировке грузов и вахт;
- мероприятия и технические средства для охраны окружающей среды;
- механизация, средства контроля и диспетчеризация на буровой;
- техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника;
- строительно-монтажная часть;
- список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений;
- приложения.

В приложение к проекту включаются: геолого-технический наряд, обоснование продолжительности строительства скважины, схема расположения бурового оборудования, схемы обвязки устья скважины при бурении и испытании, нормы расхода долот, инструмента и материалов, профиль наклонной скважины, схему транспортных связей, документы для обоснования дополнительных расходов времени и средств, а также могут включаться расчет обсадных колонн, расчет цементирования, специальные вопросы по предупреждению осложнений, решения по технологии углубления и испытания и т.д.

Смету на строительство скважины составляют к каждому техническому проекту. Она определяет общую стоимость скважины и служит основой для расчета бурового предприятия с заказчиком.

Смета состоит из четырех разделов, соответствующих основным этапам строительства скважины:

*Раздел 1.* Подготовительные работы к строительству скважины.

*Раздел 2.* Строительство вышки, привышечных сооружений, зданий котельных, монтаж и демонтаж оборудования.

*Раздел 3.* Бурение и крепление скважины.

*Раздел 4.* Испытание скважины на продуктивность.

В виде отдельных статей (кроме упомянутых разделов) в смету включают затраты на промыслово-геофизические работы, резерв на производство работ в зимнее время, затраты на топографо-геодезические работы, накладные расходы, плановые накопления (прибыль),

**дополнительные затраты (надбавка за работу на Севере и приравненных к нему районах и т.д.)**

**Буровая бригада перед началом строительства скважины получает три основных документа: геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту.**

**Геолого-технический наряд (ГТН) – это оперативный план работы буровой бригады. Его составляют на основе технического проекта.**

Наряд на производство буровых работ состоит из двух частей. В первой части указывают номер и глубину скважины, проектный горизонт, назначение ее и способ бурения, характеристики конструкции скважины, бурового оборудования и бурильной колонны, сроки начала и окончания работ по нормам, затраты времени на бурение и крепление отдельных интервалов и скважины в целом по нормам, плановую и нормативную скорости бурения, а также сумму заработной платы бригады.

Вторую, основную часть наряда составляет нормативная карта. Эта карта позволяет определить нормативную продолжительность работ от начала бурения до перфорации эксплуатационной колонны. Для составления карты используют материалы ГТН и отраслевые или утвержденные для данной площади нормы времени на выполнение всех видов работ. Для разработки нормативной карты скважину разбивают на несколько нормативных пачек. В карте перечисляют последовательно все виды работ, которые должны быть выполнены при бурении каждой пачки. Указывают затраты времени на каждый вид работ по нормам и рассчитывают затраты времени на бурение и крепление каждого участка и в целом скважины.

Инструктивно-технологическая карта предназначена для распространения передового опыта работы, накопленного в районе. Она состоит из трех частей: режимно-технологической, инструктивной и оперативного графика строительства. Карту составляют на основе анализа работы буровых бригад и вахт, которые добились наиболее высоких показателей при бурении скважин на данной площади или при выполнении отдельных видов работ (например, по спуску и подъему бурильных колонн и т.п.). В режимно-технологической части помещают рекомендации о типоразмерах долот, забойных двигателей, параметрах режима бурения и свойствах промывочных жидкостей, при использовании которых могут быть достигнуты наиболее высокие показатели бурения.

**В инструктивной части освещают новые или более совершенные способы выполнения отдельных, прежде всего, наиболее трудоемких видов работ, приводят рекомендации о более рациональной организации производственного процесса с учетом особенностей конкретного участка площади.**

Третья часть содержит баланс времени бурения и крепления с учетом рекомендаций, сделанных в первых двух частях, и оперативный график бурения скважины в координатах «Глубина (м) – Продолжительность (сут)». На график нанесены две кривые: одна

характеризует процесс углубления скважины по нормам, указанным в нормативной карте; вторая - процесс углубления с учетом реализации рекомендаций инструктивно-технологической карты. Во время бурения буровой мастер на этот же график наносит третью кривую, показывающую фактические затраты времени на бурение и крепление. Сопоставляя фактическую кривую с двумя первыми, буровая бригада имеет возможность контролировать выполнение нормативных показателей углубления скважины и сопоставлять свою работу с лучшими достижениями на площади.

Фактическая картина строительства скважин создается на основании оперативного и статистического учета результатов буровых работ.

Оперативный и статистический учет результатов буровых работ осуществляется путем заполнения и утверждения определенного числа документов, охватывающих все основные этапы строительства скважины.

Документы делятся на первичные (исходные) и итоговые (обобщающие).

К первичным относятся суточный рапорт бурового мастера, акты результатов крепления и суточный рапорт по заканчиванию, освоению и испытанию скважины и др. К итоговым – все формы отраслевой статистической отчетности.

Значительное усложнение условий бурения, связанное с ростом глубин скважин, возможность больших технико-экономических потерь вследствие принятия несвоевременных или неквалифицированных решений по управлению процессами строительства скважин привели к необходимости создания и использования в бурении систем телеконтроля. Эти системы служат для передачи на диспетчерский пункт информации о важнейших параметрах технологических процессов с целью последующего принятия высококвалифицированным специалистом эффективных управляющих решений

В состав систем телеконтроля (например, КУБ-01) входят датчики и преобразователи, расположенные на буровой установке и в бурильной колонне, каналы связи, приемная аппаратура и вторичные приборы на диспетчерском пункте. Основная функция подобных систем – воспроизведение в режиме реального времени вторичными приборами на диспетчерском пункте информации, фиксируемой датчиками на буровой.