А.Г.КАЛИНИН А.З.ЛЕВИЦКИЙ

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Допущено Государственным комитетом СССР по народному образованию в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых»

МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 33.131
К17
УДК (622.24 : 622.143) (075.8)

Рецензенты: Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин Уфимского нефтяного института; д-р техн. наук А. М. Ясашин

К $\frac{1904050000-370}{043(01)-88}$ 121—88

ISBN 5-247-00356-X

© Издательство «Недра», 1988

ВВЕДЕНИЕ

XX столетие характеризуется необычайно бурной индустриализацией всех отраслей хозяйства передовых промышленных стран мира. Нынешний этап их индустриального развития, начавшийся с 50—60-х годов, отличается интенсивным ростом потребления энергетических ресурсов, в первую очередь нефти и газа. Это предопределило высокие темпы развития нефтяной и газовой промышленности во второй половине XX столетия. Если в первый год XX в. нефти в мире было добыто немногим более 20 млн. т, то в 1985 г. мировая добыча нефти составила 2666 млн. т, причем наивысший уровень 3114 млн. т был достигнут в 1979 г. В начале XX в. промышленной добычи газа не существовало, а в 1985 г. было добыто 1652 млрд. м^3 природного и попутного (нефтяного) газа.

В нашей стране датой становления нефтяной промышленности считается 1864 г., когда неподалеку от Анапы, в урочище Кудако, русские мастера под руководством полковника А. Н. Новосильцева впервые пробурили скважину с применением механического привода. Глубина скважины достигала всего 198 м. Год, когда началось использование механического привода в бурении, во многих странах считается датой летоисчисления истории нефтяной промышленности. Так, в США, основание нефтяной промышленности отнесено к 1859 г.

Если нефтяная промышленность нашей страны уже отметила 100-летний юбилей, то газовая еще только подходит к своему 50-летию. В 1932 г. на нефтепромыслах Азербайджана и Северного Кавказа был получен первый миллиард кубических метров попутного (нефтяного) газа, а первый миллиард кубометров природного газа был добыт в 1944 г. из газовых скважин на территории Коми АССР, Украины, Куйбышевской и Саратовской областей (в совокупности).

На Апшеронском п-ове нефть, залегающая на небольших глубинах, с давних пор использовалась для нужд местного населения. Ее вычерпывали из мелких колодцев или отбирали грязь, пропитанную нефтью. Первая в мире скважина на нефть была пробурена ручным способом на Кубани в 1835 г., а на территории Азербайджана — в районе Биби-Эйбат в 1847 г. В России в 1850 г. была добыта уже 101 тыс. т нефти, а всего в мире в тот год было получено 300 тыс. т нефти. Во второй половине XIX в. иностранные предприниматели, владевшие в Азербайджане нефтяными промыслами и стремившиеся получить как можно более высокие доходы, добиваются значительного повышения добычи нефти. В 1901 г. в России уже добывалось 10,7 млн. т нефти, или

около 50 % мировой ее добычи. За период первой мировой войны и в годы гражданской войны промыслы сильно пострадали и добыча нефти в стране резко упала. В 1920 г. она составляла всего 3,8 млн. т.

Молодое Советское государство уделяло очень большое внимание восстановлению разрушенных промыслов. 20 июня 1918 г. нефтедобывающая промышленность была национализирована и организован Главный нефтяной комитет (Главнефть). В этот ответственный период принимаются экстренные меры по восстановлению нефтяной промышленности.

В годы предвоенных и послевоенных пятилеток в стране проводится курс на интенсивное развитие нефтяной промышленности, создание и развитие газовой промышленности, изучение недр и расширение сырьевой базы нефтегазовой промышленности. Работы советских геологов увенчались блестящими успехами: были разведаны месторождения в Башкирии (в 1944 г. — открытие девонской нефти Туймазинского месторождения), в Татарии (1948 г. — Ромашкинское месторождение), в акватории Каспийского моря (1948 г. — Нефтяные Камни), на территории Коми АССР (1964 г. — Вуктыльское газовое месторождение), газовое месторождение в Оренбургской области (1966 г.) и после первого газового фонтана в Березове в 1953 г. открыты нефтяные (Самотлорское) и газовые (Медвежье, Уренгойское, Ярюнгское) месторождения в Западной Сибири.

Благодаря систематическому и целенаправленному исследованию ресурсов, ныне Советский Союз занимает по запасам нефти и газа одно из ведущих мест в мире. В 1980 г. в СССР по годовой добыче нефти (с газовым конденсатом) был превзойден рубеж 600 млн. т, а по газу в 1985 г. — рубеж 600 млрд. м³. В 1975 г., т. е. в последнем году IX пятилетки, Советский Союз по добыче жидкого топлива опередил США. Ниже приведены сведения о добыче нефти и газа в СССР в послевоенные годы (добыто за год).

Год	1940	1945	1950	1955	1960	1965
Нефть (с газовым конденсатом), млн. т	31,1	19,4	37,9	70,8	147,9	242,9
Газ, млрд. м³	3,2	3,3	5,8	9,0	45,3	127,7

Год	1970	1975	1980	1985	1986
Нефть (с газовым конденсатом), млн. т	353,0	491,0	603,2	595,3	615,0
Газ, млрд. м³	198,0	289,3	435,2	642,9	686,0

В газовой промышленности в XI пятилетке большое внимание уделялось освоению газовых месторождений на севере Западной Сибири. Выведена на полную мощность разработка Уренгойского месторождения. На XII пятилетку намечено освоение Ямбургского месторождения в Западной Сибири, Астраханского месторождения в Прикаспии и Карачаганакского газоконденсатного

месторождения на юге Урала. Введены в действие крупные мощности по переработке попутного газа. Еще в 1980 г. было утилизировано до 83 % ресурсов нефтяного газа, Западной Сибири.

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года намечено добыть в 1990 г. 625—640 млн. т нефти и газового конденсата и 835—850 млрд. м^3 газа. В целях увеличения запасов топливно-энергетических ресурсов на XII пятилетку запланированы мероприятия по выявлению месторождений нефти и газа в Западной и Восточной Сибири, европейской части СССР, Средней Азии и Казахской ССР, а также на континентальном шельфе.

Поиски и разведка новых месторождений нефти и газа становятся все более трудными. Это обусловлено рядом причин: распространением поисково-разведочных работ на удаленные и труднодоступные территории (север европейской части страны, Восточная Сибирь и т. п.), привлечением структур сравнительно небольших размеров для проведения поисково-разведочных работ; неуклонным ростом глубин поисково-разведочных скважин, обусловленным переносом поисково-разведочных работ на глубокозалегающие структуры. В результате затраты на поисково-разведочные работы возрастают.

Значительная доля (около 40 %) капиталовложений, направляемых в нефтяную и газовую промышленность, расходуется на буровые работы. В настоящее время при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа буровые работы имеют первостепенное значение. В нашей стране объемы бурения на нефть и газ постоянно растут.

Годы	1965	1970	1975	1980	1985
Объем бурения, тыс. м:					
эксплуатационного	5128,9	6744,0	9751,0	16 690,8	28 699,7
разведочного	5468,8	5169,2	5429,0	5 981,6	6 874,7

В 1985 г. средняя глубина скважин на нефть и газ по СССР в разведочном бурении составила 2813 м, в эксплуатационном — 2100 м. Глубочайшая в мире скважина, расположенная на территории СССР, прошла рубеж 12 000 м.

Совершенствование техники и технологии глубокого бурения, существенное повышение производительности буровых работ и снижение их себестоимости — серьезная народнохозяйственная задача. К ее решению привлечены крупные научно-исследовательские учреждения страны (ВНИИБТ, ВИТР, ВНИИКРнефть, ВНИИТнефть и др.), научные кадры ведущих нефтяных вузов страны (МИНГ им. И. М. Губкина, Уфимский нефтяной институт, Тюменский индустриальный институт, АзИНХ им. М. Азизбекова и др.). В научно-исследовательских лабораториях и на производстве *изыскиваются наиболее совершенные способы проводки скважин* в различных условиях. В нашей стране реализуется крупная программа по коренному перевооружению буровых работ,

в ближайшие годы намечено существенным образом усовершенствовать их техническое оснащение и значительно повысить эффективность поисково-разведочных работ на жидкие и газообразные полезные ископаемые.

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ В ТЕРМИНОЛОГИИ БУРОВОГО ДЕЛА

Скважина — это горная выработка в массиве горных пород, осевая протяженность которой значительно превышает ее поперечные размеры (диаметр) и в которой отсутствуют и не предусмотрены условия жизнеобеспечения. Поэтому при выполнении любых работ в скважине обслуживающий персонал (члены буровой бригады) находится вне выработки. В этом состоит принципиальное отличие скважины, например, от шахтного ствола, который тоже может сооружаться в результате буровых работ и в дальнейшем оборудуется средствами жизнеобеспечения.

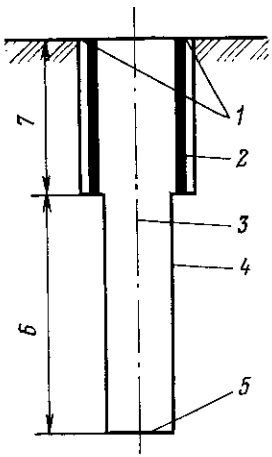


Рис. 1. Элементы скважины

Различают следующие элементы скважины (рис. 1):

устье скважины *1* — место пересечения контура скважины с поверхностью, откуда началось ее бурение;

ось скважины *3* — воображаемая линия, проходящая через условные центры поперечных сечений скважины. Ось скважины, даже проходимой в вертикальном направлении, представляет собой пространственную кривую линию;

стенки скважины *4* — боковые поверхности скважины по отношению к ее оси;

забой *5* — поверхность, по которой происходит разрушение горной породы рабочим инструментом при проходке скважины;

обсадная колонна *2* — колонна труб, спущенных в скважину и имеющих постоянную или временную связь (сцепление) с ее стенками;

необсаженный интервал *6* (открытый ствол) — интервал вдоль оси скважины, где нет обсадной колонны;

обсаженный интервал *7* (обсаженная часть скважины) — интервал вдоль оси скважины, в котором стенки закреплены обсадной колонной.

Под глубиной скважины понимают расстояние от устья до забоя, измеренное по вертикали. Иногда для удобства отсчет глубины ведут от принятой нулевой отметки на поверхности над устьем. Это же расстояние, измеренное по траектории скважины, называется протяженностью ствола скважины.

Ствол скважины — это выработанное пространство в массиве

горных пород, ограниченное контурами скважины, т. е. ее стенками и забоем.

Проходка ствола скважины предусматривает два основных технологических процесса: разрушение горной породы в пределах забоя скважины и удаление обломков горной породы с поверхности забоя и из ствола скважины. Масса частиц горной породы, отделенных от забоя, называется шламом.

Технологическая структура работ по проходке ствола скважины определяется способом бурения. Способ бурения — это разновидность технологического комплекса работ по проходке ствола скважины, особенность которой определяется спецификой процесса разрушения горной породы, подвода энергии к породоразрушающему инструменту и удаления шлама. Поскольку интенсивность разрушения горной породы на забое, как показывает практика, зависит от способа бурения, буримость является специфическим свойством, связанным со способом бурения.

По специфике разрушения горных пород на забое скважины все способы бурения можно подразделить на три группы:

группа I — способы механического бурения, характеризующиеся тем, что разрушение горной породы происходит при непосредственном силовом воздействии рабочего органа (инструмента) на породу;

группа II — физические способы бурения (условное название), отличающиеся тем, что поражение внутренних связей в породе и ее разрушение происходят под воздействием таких физических факторов, как высокая температура, ударная волна при взрыве или колебательные процессы;

группа III — химические способы бурения, заключающиеся в том, что горная порода разрушается вследствие химического воздействия подводимых к забою агентов, которые могут вызывать растворение и выщелачивание пород.

Из перечисленных групп наибольшее распространение имеют способы механического бурения.

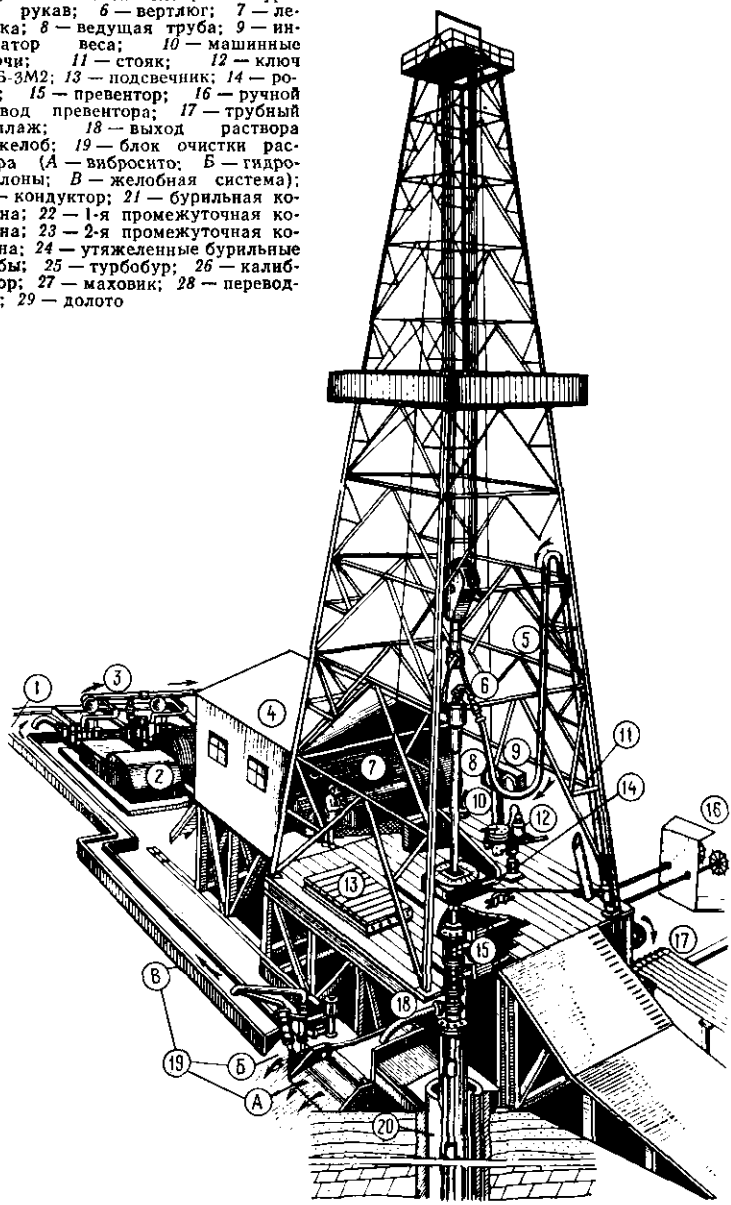
По характеру взаимодействия самого породоразрушающего инструмента с забоем все способы механического бурения подразделяются на два класса: I — способы ударного бурения; II — способы вращательного бурения.

При ударном бурении породоразрушающий инструмент (долото) совершает возвратно-поступательное движение вдоль оси скважины и наносит периодические удары по забою. Разновидности ударного бурения — ударно-канатное и ударное на штангах.

Способ ударно-канатного бурения характеризуется тем, что разрушение горной породы происходит под воздействием породоразрушающего инструмента, висящего на канате, который приподнимают над забоем на сравнительно небольшую высоту (до 40—50 см) и при резкой подаче каната сбрасывают. Разрушение горной породы происходит в результате удара долота по

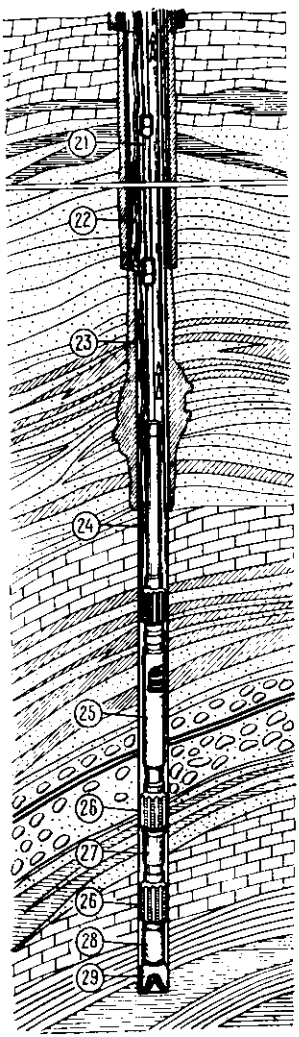
Рис. 2. Общий вид буровой установки вращательного бурения:

1 — приемная емкость; *2* — буровые насосы; *3* — нагнетательная линия; *4* — силовой блок; *5* — буровой рукав; *6* — вертлюг; *7* — лебедка; *8* — ведущая труба; *9* — индикатор веса; *10* — машинные ключи; *11* — стояк; *12* — ключ АКБ-3М2; *13* — подсвечник; *14* — ротор; *15* — превентор; *16* — ручной привод превентора; *17* — трубный стеллаж; *18* — выход раствора в желоб; *19* — блок очистки раствора (*А* — вибросито; *Б* — гидроциклоны; *В* — желобная система); *20* — кондуктор; *21* — бурильная колонна; *22* — 1-я промежуточная колонна; *23* — 2-я промежуточная колонна; *24* — утяжеленные бурильные трубы; *25* — турбобур; *26* — калибратор; *27* — маховик; *28* — переводник; *29* — долото



забою. Образующийся на забое шлам периодически удаляют специальным инструментом (желонкой), который спускают в скважину на канате вместо долота. Способ ударно-канатного бурения известен с древних времен. В настоящее время он используется в основном при проходке водяных скважин небольшой глубины; при бурении нефтяных скважин имеет весьма ограниченное применение.

Ударное бурение на штангах напоминает предыдущий способ, но в отличие от него породоразрушающий инструмент спускают в скважину на конце колонны бурильных труб (штанг). Последняя создает канал, по которому жидкость или газ можно подавать к забою для удаления шлама. В настоящее время способ практического применения не имеет.



По сравнению с ударным бурением вращательное имеет существенное преимущество. Оно состоит в том, что породоразрушающий инструмент находится в постоянном контакте с забоем, вращаясь вокруг своей оси, а образующийся шлам непрерывно удаляется с забоя. Это преимущество обеспечило способам вращательного бурения более высокую производительность и широкое применение. На рис. 2 представлен общий вид буровой установки вращательного бурения.

Как промежуточный на стыке двух указанных классов можно выделить способ ударно-вращательного бурения с помощью гидро- и пневмоударников. В этом случае породоразрушающий инструмент (долото) не только вращается на забое скважины. но и получает ударные импульсы от бойка гидро- или пневмоударника. В результате этот способ совмещает преимущества обоих классов — вращательного (постоянный контакт породоразрушающего инструмента с забоем) и ударного (наложение импульсной нагрузки).

К способам вращательного бурения относятся следующие: роторное, с забойным гидравлическим двигателем (турбинное), с электробуром, колонковое, шнековое.

При роторном бурении разрушение горной породы на забое скважины происходит в результате силового воздействия породоразрушающего инструмента, который с поверхности (с помощью бурильной колонны) приводится во вращение вокруг своей оси, проходящей через центр забоя. Обломки горных пород (шлам), отделившиеся от забоя, тотчас удаляются потоком жидкости или струей газообразных агентов. Начало использованию вращательного бурения на нефть было положено в конце 80-х годов XIX столетия в Новом Орлеане (штат Луизиана, США). Но внедрение роторного способа бурения обычно относят к 1901 г., когда он впервые был применен в штате Техас на площади Корсикана. В России вращательное роторное бурение впервые применили в Грозном в 1902 г. для бурения скважины на нефть глубиной 345 м.

В настоящее время это — один из наиболее распространенных способов бурения в нефтяной и газовой промышленности. Роторным способом проходят как мелкие скважины (глубиной в несколько десятков метров), так и наиболее глубокие (например, скважина «Берта Роджерс 1» глубиной 9590 м в США).

Бурение с забойным гидравлическим двигателем — разновидность вращательного бурения. От роторного способа отличается тем, что породоразрушающий инструмент приводится во вращение гидравлической машиной (турбобуром, объемным двигателем), находящейся в скважине непосредственно над долотом. В СССР первый турбобур был сконструирован и изготовлен в 1923 г. инж. М. А. Капелюшниковым, а широкое освоение турбинного бурения началось после создания надежного и достаточно мощного турбобура. В области освоения и развития турбинного бурения Советский Союз обладает неоспоримым приоритетом. Турбинным способом была пройдена и самая глубокая в мире скважина Кольская СГ-3. Ее глубина превышает 12 тыс. м. С использованием турбобура в нашей стране выполняется свыше 80 % всего объема глубокого бурения.

Объемный забойный гидравлический двигатель начали осваивать с 60-х годов. В нем для преобразования гидравлической энергии потока жидкости применен героторный винтовой механизм.

Следующая разновидность вращательного бурения — способ с применением электробура. При бурении с электробуром породоразрушающий инструмент так же, как и в предыдущем случае, приводится во вращение от машины, размещенной в скважине в непосредственной близости от забоя. Для привода долота используют электрическую машину, которая представляет собой своеобразный электромотор, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра. Электроэнергия подается к электробуру с поверхности по секционированному кабелю, проходящему внутри бурильной колонны.

Электробур был создан советскими инж. А. П. Островским и

Н. В. Александровым в 1938 г., а в 1940 г. с помощью электробура в районе Баку была пробурена первая скважина. Способ бурения с электробуром весьма перспективен, так как благодаря наличию канала связи с забоем позволяет получать оперативную информацию о работе инструмента в скважине.

Колонковое бурение (разновидность вращательного) отличается тем, что разрушение горной породы происходит по кольцевому забою, в результате чего остается неразрушенный столбик горной породы, который в виде образца (керна) извлекают на поверхность. Применение колонкового бурения началось с середины XIX столетия. В 1862 г. швейцарский часовщик Георг Лешо впервые использовал этот способ в Альпах при проводке тоннеля Монт-Сени. Несколько позже проф. Петербургского горного института С. Г. Войслав разработал конструкцию бурового станка для колонкового бурения.

Отличительная особенность шнекового способа состоит в том, что отделенные от забоя обломки горной породы выносятся на поверхность с помощью непрерывной колонны шнеков, образующих своеобразный винтовой транспортер, подобие шнека в мясорубке (отсюда наименование способа). Способ шнекового бурения используется для проходки неглубоких (до 50—100 м) скважин при геологическом картировании и сейсморазведке.

Классификация рассмотренных способов приведена в табл. 1.

Располагая несколькими способами бурения, специалист выбирает тот из них, который в конкретных условиях обеспечивает надежную проводку скважины на заданную глубину и полное

Таблица 1. Классификация способов механического бурения (по Б. С. Филатову)

Класс	Местоположение привода	По способу удаления шлама	
		Циркуляция жидкости или газообразного агента	Прочие способы
I — ударное бурение	На поверхности	Ударное на штангах	Ударно-канатное
	У забоя	Роторное с гидро- или пневмоударником	—
II — вращательное бурение	*На поверхности*	*Роторное, колонковое*	Шнековое
	У забоя	С забойным гидравлическим двигателем (турбинное) или с электробуром	—

выполнение проектного задания с наилучшими технико-экономическими показателями.

На выбор способа бурения скважины оказывает влияние также целевое назначение буровых работ. По целевому назначению все скважины можно подразделить на следующие категории (в последовательности развития работ на месторождении газа или нефти):

картировочные — служат для получения образцов материнских пород, скрытых под наносами, при проведении геологической съемки;

сейсморазведочные — бурятся для размещения зарядов ВВ при сейсморазведочном профилировании;

структурные — предназначены для изучения перспективных структур, выявленных на основании геофизических исследований, и прослеживания структурных изменений на глубине;

поисковые — закладываются в пределах подтвержденных перспективных структур для отбора образцов пластового флюида и установления присутствия нефти или газа; иногда эти задачи сочетаются с изучением структур, и тогда скважины называются структурно-поисковыми;

разведочные — бурятся для изучения размеров и строения залежи, определения необходимых исходных данных для подсчета запасов залежи, оценки их промышленного значения и проектирования системы разработки;

добывающие (эксплуатационные) — закладываются в соответствии со схемой разработки месторождения и служат для получения нефти или газа из земных недр;

нагнетательные — служат для закачки в продуктивный пласт агента при применении вторичных методов поддержания пластового давления, иногда в эту категорию переводят некоторые добывающие скважины с большой обводненностью извлекаемой нефти;

параметрические — позволяют получить сведения о геолого-геофизической характеристике горных пород в разрезе с целью интерпретации результатов геофизических исследований;

опорные — проводятся с целью изучения геологического строения крупных регионов и для определения наиболее рациональных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории региона;

специальные скважины — закладываются для сброса загрязненных вод, промышленных стоков, для закачки газа в подземные газохранилища и в других целях.

Работы по сооружению скважины включают большое количество технологических процессов и операций, которые имеют целью не только проходку ствола скважины и достижение проектной глубины, но и сохранение скважины и ее функционального значения в течение всего периода выполнения в ней различных работ. Например, добывающие скважины, входящие в систему

разработки месторождения, рассчитаны на длительный срок службы (не менее 15 лет).

Весь комплекс работ, связанных со строительством скважины, объединяется понятием «цикл строительства скважины». Он включает следующие виды работ:

подготовительные работы к строительству скважины: устройство подъездных путей и проводка коммуникаций, расчистка и планировка площадки (удаление плодородного слоя почвы в валки), сооружение фундаментов под буровое оборудование, доставка бурового оборудования;

вышкомонтажные работы: строительство или перетаскивание вышки, монтаж и установка бурового оборудования на фундаменты, монтаж циркуляционной системы, оборудование устья будущей скважины;

подготовительные работы к бурению скважины: опробование смонтированного оборудования, доставка инструмента и материалов, подготовка бурового инструмента к работе, заготовка или доставка бурового раствора;

бурение скважины (работы по проходке ствола скважины): углубка ствола, проведение спуско-подъемных операций;

крепление ствола скважины и разобщение пластов: подготовка ствола, обсадных труб и оборудования к спуску обсадной колонны, спуск обсадной колонны, цементирование обсадной колонны, контроль качества цементирования и герметичности обсадной колонны;

опробование перспективных пластов и испытание скважины на приток нефти или газа;

демонтаж бурового оборудования, вышки и привышечных сооружений и подготовка их к транспортированию на новую точку;

отправка демонтированного оборудования и имущества на новую точку;

очистка территории и проведение мероприятий по охране окружающей среды (восстановление плодородного слоя почвы).

Приведенная выше структура цикла строительства скважины сохраняется и при проведении буровых работ в акваториях морей и океанов, но в зависимости от конструкции основания или типа плавучего средства содержание подготовительных и заключительных работ может существенно изменяться.

1. ОСНОВЫ МЕХАНИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

1.1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ МЕХАНИКИ ГОРНЫХ ПОРОД И ЕЕ ЗАДАЧАХ

Выбор способа бурения, разработка более эффективных методов разрушения горных пород на забое скважины и решение многих вопросов, связанных со строительством скважины, невозможны без изучения свойств самих горных пород, условий их залегания и влияния этих условий на свойства горных пород.

Изучению физико-механических свойств горных пород и механических процессов, происходящих в породном массиве при ведении горных работ, посвящена специальная наука — механика горных пород, являющаяся разделом горного дела.

Основы механики горных пород как науки закладывались со второй половины XIX столетия, когда появились первые работы по определению напряженного состояния горных пород и его перераспределению при проведении горных выработок (Тромпетер), по расчету крепи в горных выработках (Ржиха, Вагнер, Гейман и др.), по определению горного давления и использованию его величины в расчете крепи (М. М. Протодьяконов). Первая книга под названием «Механика горных пород» была написана П. М. Цимбаревичем и издана в 1934 г.

Наряду с накоплением фактического материала по свойствам горных пород развивались и теоретические основы механики горных пород. Они базируются на положениях физики твердого тела и механики сплошных сред. Большой вклад в формирование теоретических обобщений и развитие науки внесли советские ученые Г. Н. Кузнецов, Н. А. Цытович, П. А. Ребиндер, К. В. Руппенейт и др.

В настоящее время механика горных пород достигла высокого научного уровня. Она включает разделы по изучению свойств горных пород, их изменения под воздействием различных факторов, по изучению деформаций горных пород и особенностей их разрушения, разделы по устойчивости горных пород в окрестностях и на стенках горных выработок, в том числе и скважин.

В то же время из-за крайней неоднородности горных пород и разнообразия условий их залегания остается еще немало нерешенных проблем. В первую очередь они связаны с тем, что сложное состояние горной породы весьма затруднительно, а подчас и невозможно выразить математической моделью. Поэтому и теперь большое место в развитии этой науки отводится экспериментальным исследованиям в натурных испытаниях и изучению моделей и образцов в лабораториях.

Применительно к бурению скважин проблемы механики горных пород разрабатывали М. М. Протодьяконов, Н. С. Успенский, В. С. Федоров, Е. Ф. Эпштейн, Л. А. Шрейнер. Трудами проф. Л. А. Шрейнера были заложены основы школы, которая ныне объединяет его учеников и продолжает углубленное исследование проблем. Развитию механики горных пород способствовали труды Н. Н. Павловой, М. Р. Мавлютова, А. И. Спивака, Б. В. Байдюка, В. В. Симонова, И. А. Остроушко, Н. И. Любимова и др.

1.2. СТРОЕНИЕ И МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Под механическими свойствами горных пород понимаются такие особенности, которые определяют характер их деформаций и разрушения под воздействием приложенной нагрузки. Иными словами, механические свойства горных пород проявляются в характере изменения внутренних связей и распределении материала в зависимости от изменения интенсивности и структуры полей напряжений. В массиве горных пород и в образце механические свойства проявляются по-разному. В массиве с изменением условий нагружения происходит перераспределение полей напряжений, которое оказывает влияние на состояние горной породы и при определенной концентрации напряжений влечет местное разрушение. В ограниченном объеме образца уже созданы условия для концентрации напряжений, изменение условий нагружения образца приводит к изменению его формы и в конечном счете вызывает его разрушение.

Механические свойства горных пород зависят от их состава, строения, текстуры, структуры и условий залегания (глубина залегания, тектоническая нарушенность и т. п.). Состав и строение горной породы в значительной степени определяются ее происхождением.

Условия формирования горной породы накладывают существенный отпечаток на ее строение. Магматические горные породы, образовавшиеся на глубине, имеют, как правило, крупнокристаллическое строение, тогда как эффузивные горные породы, застывшие на поверхности, характеризуются скрытокристаллическим строением. Магматические породы, не затронутые процессами выветривания и метаморфизма и не подвергавшиеся тектоническим нарушениям, составляют в земной коре плотные, достаточно монолитные тела. Породы осадочного комплекса характеризуются слоистым строением, что и обусловливает их анизотропию, т. е. существенное различие механических свойств вдоль напластований и перпендикулярно к ним. Механические свойства осадочных горных пород варьируют в широких пределах. Процессы метаморфизма оказывают существенное влияние на механические свойства горных пород. Например, выветривание значительно снижает моно-

литность даже самых крепких магматических пород, а процессы регионального метаморфизма приводят к повышению монолитности осадочных первоначально довольно рыхлых горных пород.

Для характеристики внутреннего строения горных пород введены понятия текстуры и структуры.

Текстура определяется положением и распределением минеральных зерен в горной породе. К текстурным признакам относятся слоистость, сланцеватость и пористость горной породы. Пористостью называется совокупность всех пустот в горной породе между минеральными зернами, образующими минеральный скелет породы. Пористость характеризуется коэффициентом пористости, равным отношению объема пор к объему скелета. Помимо пор в горной породе принято выделять трещины (плоский разрыв сплошности среды) и каверны — полости больших размеров, превышающие размеры минеральных зерен и нарушающие целостность минерального скелета.

Под структурой понимают такие особенности горной породы, которые определяются размерами, формой и характером поверхности минеральных зерен. По структуре различают, например, горные породы кристаллические, аморфные и обломочные. Механические свойства обломочных пород в значительной степени зависят от размера зерен и характера связи между ними, т. е. от состава и структуры цемента, скрепляющего минеральные зерна.

Многие авторы указывают на многофазность горных пород как на их отличительную особенность, предопределяющую возникновение в породах множества физических эффектов, отличающих поведение пород от классических законов физики твердого тела.

Под внешним силовым воздействием в горной породе изменяются, перераспределяются поля напряжения и соответственно изменяется взаимодействие соседствующих элементов породы. Это выражается в изменении линейных размеров, объема или формы; последние явления объединены понятием деформации. Следовательно, деформация — внешнее (видимое) проявление внутренних процессов изменения взаимодействия вследствие перераспределения полей напряжений.

На развитие деформации оказывает влияние множество факторов, в частности: характер напряженного состояния, характер нагрузки (статическая, динамическая, циклическая), скорость приложения нагрузки, температура, влажность горной породы и т. д. В зависимости от свойств горной породы в данных условиях и характера нагрузки деформация может развиваться по-разному. Различают деформации двух видов: упругую и пластическую.

При упругой деформации отмечается прямая пропорциональность между напряжением σ и соответствующей относительной деформацией $\varepsilon = \Delta l / l$; $\sigma = E\varepsilon$, где E — коэффициент пропорциональности, называемый модулем продольной упругости (модуль Юнга). Кроме того, при упругой деформации после снятия нагрузки

накопленная потенциальная энергия восстанавливает первоначальное (до деформации) состояние. Однако процесс восстановления при быстрой разгрузке сопровождается некоторой остаточной деформацией $\varepsilon_{ост}$, которая исчезает со временем. Образование остаточной деформации в упругом теле после снятия нагрузки называется упругим гистерезисом, а процесс постепенного исчезновения остаточной деформации — упругим последействием. Эти два явления как бы характеризуют вязкостные свойства твердых тел. Если для описания процессов принять модель упруговязкого тела (модель Кельвина — Фохта), то получим выражение для касательных напряжений:

$$\tau = G\gamma + \eta \frac{d\gamma}{dt}, \tag{1.1}$$

где G — модуль сдвига (соответствует модулю Юнга при продольной деформации), т. е. коэффициент пропорциональности между касательным напряжением τ (Па) и деформацией сдвига γ; η — коэффициент вязкости, Па·с; t — аргумент времени, с.

Если тело деформировано на величину γ_0 и в момент времени $t=0$ нагрузка снята, т. е. $\tau_0=0$, то решение уравнения (1.1) принимает вид

$$\gamma = \gamma_0 \exp(-Gt/\eta). \tag{1.2}$$

Оно показывает, что деформация стремится к нулю по экспоненциальному закону.

Пластическая деформация в отличие от упругой необратима, и произведенная работа внешней нагрузки затрачивается на необратимые изменения в породе. Условно пластическая деформация *может быть выражена зависимостью* $\sigma=E'\varepsilon$, где E' — секущий модуль деформации, его величина не остается постоянной в процессе деформирования и зависит от деформации, т. е. $E'=f(\varepsilon)\neq\text{const}$, в то же время $0\leqslant E'<E$.

Пластическая деформация моделируется сочетанием идеально упругого тела (Гука) и идеально вязкого тела (Ньютона) и представляет собой модель тела Кельвина — Фохта (при параллельном соединении) и модель тела Максвелла (при последовательном соединении) (рис. 1.1).

По характеру деформации оцениваются такие свойства горной породы, как ее упругость, пластичность и прочность.

Упругость — это способность материала восстанавливать после снятия нагрузки первоначальное состояние. Упругие свойства характеризуются модулем упругости E (модуль Юнга) и пределом упругости σ_E.

Пластичность — это способность материала к увеличению интенсивности деформирования по мере роста нагрузки и к сохра-

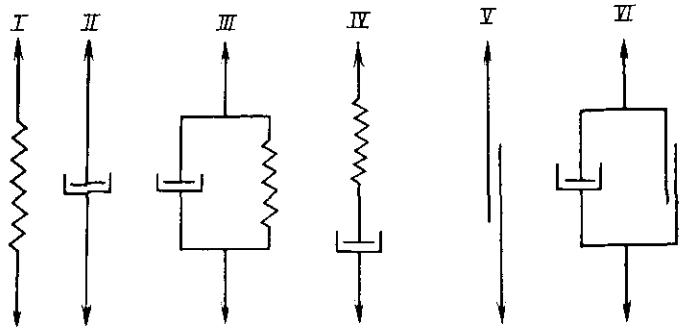


Рис. 1.1. Реологические модели различных сред:
I — упругая (Гука); *II* — вязкая (Ньютона); *III* — упруговязкая (Кельвина — Фохта); *IV* — упруговязкая (Максвелла); *V* — пластичная (Сен-Венана); *VI* — вязкопластичная (Шведова — Бингама)

нению остаточной деформации после снятия нагрузки. Для характеристики пластических свойств материала вводится понятие модуля пластичности и коэффициента пластичности. Под модулем пластичности $E_{пл}$ понимается предельный секущий модуль, т. е. отношение прироста напряжений в пластической зоне к полной относительной деформации в этой зоне:

$$E_{пл} = \frac{\sigma_{сж} - \sigma_E}{\Delta l_{сж} - \Delta l_E}. \tag{1.3}$$

Прочность — это способность материала без разрушения выдерживать нагрузку в процессе деформирования. Прочность характеризуется пределом прочности, т. е. максимальным напряжением, которое, не разрушаясь, может выдерживать материал. Когда напряжения в горной породе превосходят предел прочности, происходит разрушение, т. е. необратимое поражение внутренних связей. Предел прочности определяется характером внутренней связи между частицами в горной породе.

По характеру внутренних связей все горные породы подразделяются на три типа: рыхлые, связные и твердые. Рыхлые (сыпучие, несвязные) горные породы представляют собой механические смеси минеральных зерен различного размера и формы. Прочность рыхлых горных пород определяется силами сцепления между частицами и внутреннего трения:

$$\tau_{вр} = \tau_c + f\sigma_0, \tag{1.4}$$

где $\tau_{вр}$ — сопротивление сдвигу; τ_c — прочность на сдвиг, зависящая от сцепления частиц; f — коэффициент внутреннего трения; σ_0 — усредненное нормальное напряжение.

Таблица 1.1. Классификация рыхлых горных пород по размеру зерен и характеру их поверхности

Размер зерен (обломков), мм	Характер поверхности зерен	
	Неокатанные	Окатанные
10—100	Щебень	Галечник
2—10	Дресва	Гравий
0,1—2	Песок	
0,01—0,1	Алеврит	
<0,01	Пелит	

Рыхлые горные породы классифицируются по размеру минеральных зерен и характеру их поверхности — окатанные, неокатанные (табл. 1.1).

К связным горным породам относятся глины и глинистые породы. В них силы сцепления между частицами имеют физико-химическую природу и обусловлены особым коллоидным состоянием глинистых минералов. Механическая прочность связных пород существенно зависит от их увлажнения.

Твердые (скальные и полускальные) горные породы отличаются наиболее высокой прочностью. Они имеют ярко выраженные силы взаимодействия в кристаллах с атомными и ионными решетками.

Разрушению горной породы — ее критическому состоянию — при механическом воздействии предшествует деформация. Без деформации не может быть разрушения. Так как каждый вид деформации имеет свою специфику, то и пределы прочности по каждому виду разрушения различны для одной и той же горной породы. Различают предел прочности на растяжение, сжатие, сдвиг, изгиб, кручение и т. д. Для горных пород предел прочности на растяжение во много раз ниже предела прочности на сжатие: $\sigma_р = (0{,}1 \div 0{,}02)\,\sigma_{сж}$, где $\sigma_р$, $\sigma_{сж}$ — пределы прочности на растяжение и сжатие соответственно. Например, гипс с пределом прочности на сжатие 17 МПа имел прочность на растяжение всего 1,9 МПа, для мелкозернистого песчаника показатели соответственно составили 185 и 7,95 МПа. Если прочность на сжатие принять за 100 %, то для исследованной разновидности известняка прочность на сдвиг составила $\tau_{сд} = 15$ %, на изгиб — $\sigma_{изг} = 8 \div 10$ %, на растяжение — $\sigma_р = 4 \div 10$ %, т. е. $\sigma_{сж} \gg \tau_{сд} \geqslant \sigma_{изг} \geqslant \sigma_р$.

Для описания горной породы из всего комплекса ее свойств выделяют базовые параметры. В качестве базовых параметров, которых было бы достаточно для характеристики горной породы как физического тела, предложено выделить модуль продольной упругости E, предел прочности при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$, предел прочности при одноосном растяжении $\sigma_р$ и коэффициент

относительной поперечной деформации μ. Модуль сдвига не включен в число базовых параметров, поскольку он является производной величиной и может быть вычислен по соотношению $G = E/2(1+\mu)$.

Из особенностей базовых параметров следует отметить, что вследствие анизотропии у слоистых пород модуль упругости E в направлении вдоль напластования выше, чем в перпендикулярном $E_{\text{II}} : E_{\perp} = 1{,}1 \div 2{,}0$. Например, у образца алевролита — $E_{\text{II}} = 2{,}67 \cdot 10^{10}$ Па, $E_{\perp} = 1{,}72 \cdot 10^{10}$ Па; у известняка — $E_{\text{II}} = 8{,}36 \times 10^{10}$ Па, $E_{\perp} = 7{,}25 \cdot 10^{10}$ Па. Коэффициент μ (коэффициент Пуассона) для большинства горных пород находится в пределах 0,2—0,4. Аномально низкое его значение отмечено для кварца $\mu = 0{,}07$, поэтому у горных пород, содержащих кварц, как правило, $\mu \leqslant 0{,}25$.

При изучении механических свойств горных пород в области бурения в первую очередь рассматривают такие свойства, как твердость и абразивность. Они являются наиболее важными, определяющими свойствами горных пород с точки зрения разрушения горной породы в процессе бурения и работы бурильного инструмента.

Под твердостью понимают способность материала сопротивляться внедрению другого твердого тела (например, зубца долота) через поверхность.

Абразивность — это способность горной породы изнашивать породоразрушающий инструмент (или любое иное тело) при его перемещении в контакте с породой.

В практике бурения используется еще одна характеристика горных пород — буримость. Буримость — это свойство горной породы, которое характеризует ее разрушаемость на ограниченной поверхности забоя скважины. Это относительная характеристика, зависящая от уровня развития техники и технологии бурения. Мера буримости той или иной горной породы — средняя скорость углубления ствола скважины.

Обычно механические свойства горных пород изучаются в условиях простой деформации: при растяжении, сжатии и т. п. Но необходимо учитывать, что на забое скважины горная порода находится в условиях сложного напряженного состояния. На нее действует давление на контакте с породоразрушающим инструментом, гидростатическое давление столба жидкости в скважине, поровое (или пластовое) давление жидкости, находящейся в порах, и т. п., и, следовательно, надо рассматривать сложное деформированное состояние, возникающее при всем многообразии действующих нагрузок.

При исследовании устойчивости горных пород в выработках, и в частности в стенках ствола скважины, важны не только их прочностные показатели, но и реологические свойства, которые характеризуют деформацию горных пород при длительном воз-

действии нагрузок. Из этих свойств выделяются ползучесть и релаксация. Ползучесть горной породы — это явление постепенного развития деформации во времени при постоянном напряжении. Применяя модель упруговязкого тела (модель Максвелла) для описания явления ползучести, выводят следующее выражение:

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{1}{E}\frac{d\sigma}{dt} + \frac{1}{E}\varphi(\sigma, t). \tag{1.5}$$

Если в нем принять $\sigma = \text{const}$, то выражение (1.5) приводится к виду

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{1}{E}\varphi(\sigma, t). \tag{1.6}$$

Иным проявлением реологических свойств горной породы является релаксация напряжений, т. е. постепенное снижение величины напряжения в горной породе при постоянной деформации. Чтобы выражение (1.5) преобразовать для описания явления редаксации, надо величину $d\varepsilon/dt$ приравнять нулю. Тогда получают

$$\frac{d\sigma}{dt} = -\varphi(\sigma, t). \tag{1.7}$$

Иногда функцию $\varphi(\sigma, t)$ записывают с учетом наследственности в виде $\varphi(\sigma, t) = \sigma(\tau)L(t-\tau)$, где функция $L(t-\tau)$ называется ядром ползучести.

Так как снижение напряжений происходит примерно по экспоненте, для описания соотношения напряжений применяется функция вида

$$\sigma = \sigma_0 e^{-t/\tau_0}, \tag{1.8}$$

где τ_0 — период релаксации.

Изучение реологических свойств горной породы позволяет оценить влияние фактора времени на изменение ее состояния на стенках ствола скважины и в его окрестностях.

1.3. ИЗМЕРЕНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Измерение твердости

В процессе механического разрушения горной породы на забое скважины первостепенную роль играет внедрение рабочего органа породоразрушающего инструмента в горную породу. Для оценки сопротивления горной породы внедрению инструмента надо знать ее твердость.

Существует много методов измерения твердости материалов, но в буровом деле наиболее распространен метод, предложенный

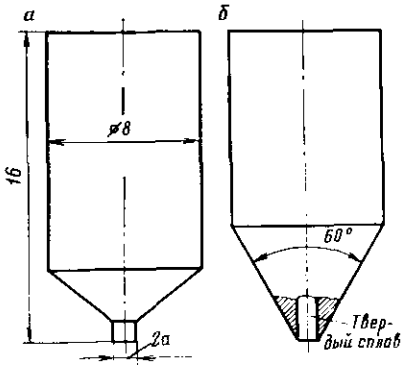


Рис. 1.2. Штампы для измерения твердости по методу Л. А. Шрейнера:
а — стальной; *б* — с твердосплавным стержнем

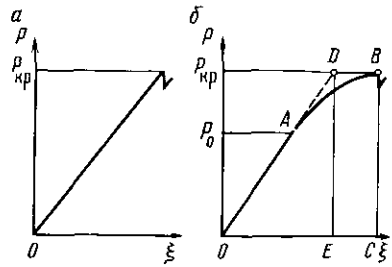


Рис. 1.3. Графики деформирования горной породы под штампом:
а — упругая; *б* — упругопластичная

в 1942 г. и разработанный проф. Л. А. Шрейнером. Методика утверждена в качестве ГОСТ 12288—66.

По методу Л. А. Шрейнера твердость горной породы определяют с помощью штампа, имеющего плоскую опорную поверхность. Для исследований применяют штампы двух видов: стальной и с твердосплавной вставкой (рис. 1.2). Площадь контактной поверхности штампа может варьировать от 1 до 10 мм^2 в зависимости от размера минеральных зерен, структуры и текстуры породы.

Нагрузку на штамп увеличивают медленно до некоторого критического значения $P_{кр}$, соответствующего первому скачку разрушения под штампом. Эта нагрузка (в Н) характеризует критическое сопротивление породы проникновению штампа, т. е. позволяет оценить твердость образца. Твердость, измеренная по методу Л. А. Шрейнера (твердость по штампу), — это критическое давление под штампом на контакте с породой, соответствующее первому скачку разрушения.

По характеру деформации под штампом все породы поделены на три класса: хрупкие, упругопластичные, пластичные (весьма пористые).

При испытании хрупких горных пород деформация до самого момента разрушения остается упругой, т. е. деформация развивается пропорционально нагрузке до момента разрушения (рис. 1.3, *а*).

Твердость по штампу

$$p_ш = P_{кр}/S, \qquad (1.9)$$

где S — поверхность контакта, м^2.

На графике деформации упругопластичной породы заметны два характерных участка деформации (рис. 1.3, *б*): *OA* — упругая деформация, *AB* — пластическая деформация.

Разрушение горной породы под штампом происходит при воздействии нагрузки $P_{кр} > P_0$, где P_0 — нагрузка, соответствующая пределу текучести.

Для упругопластичных горных пород определяют также предел текучести

$$p_0 = P_0/S \tag{1.10}$$

и коэффициент пластичности

$$K = \frac{A_{пд}}{A_{упр.д}} \approx \frac{S_{OABC}}{S_{ODE}}, \tag{1.11}$$

где $A_{упр.д}$ — работа на участке условной упругой деформации до разрушения; $A_{пд}$ — работа полной деформации.

Коэффициент пластичности упругопластичных пород находится в пределах $1 < K \leqslant 6$.

В процессе внедрения штампа в пластичные или весьма пористые породы невозможно измерить твердость и коэффициент пластичности. Поэтому для них за твердость условно принимают предел текучести и полагают коэффициент пластичности равным бесконечности.

Измерения по методу Л. А. Шрейнера позволяют определить некоторые другие характеристики горных пород. Среди них наибольший интерес представляют удельная объемная работа разрушения, модуль продольной упругости и модуль сдвига.

Удельная объемная работа разрушения — это затрата энергии на разрушение единицы объема горной породы под штампом. Общая работа деформации горной породы до момента разрушения может быть определена по графику «нагружение — деформация» или рассчитана по формулам.

Работа упругой деформации под штампом вычисляется по формуле

$$A_{упр.д} = P_{кр}\xi/2, \tag{1.12}$$

где $A_{упр.д}$ — работа, Дж; $P_{кр}$ — критическая нагрузка, Н; ξ — упругая деформация, м.

Упругая деформация при вдавливании штампа (для абсолютно упругого тела)

$$\xi = \frac{P_{кр}(1-\mu^2)}{2aE}, \tag{1.13}$$

где a — радиус рабочей поверхности штампа, м; μ — коэффициент Пуассона (можно принять $\mu = 0{,}25$).

Подставив значение ξ в (1.12), получим

$$A_{\text{упр. д}} = \frac{P_{\text{кр}}^2 (1-\mu^2)}{4aE}. \tag{1.14}$$

Полная работа для упругопластичной породы

$$A_{\text{п}} = \frac{P_{\text{кр}}^2 (1-\mu^2)}{4aE} K. \tag{1.15}$$

Объем разрушенной горной породы V определяется по объему образовавшейся под штампом лунки.

Удельная объемная работа разрушения

$$A_{\text{уд}} = \frac{A_{\text{п}}}{V} = \frac{P_{\text{кр}}^2 (1-\mu^2)}{4aEV} K. \tag{1.16}$$

или, если подставить $P_{\text{кр}} = p_{\text{ш}} \pi a^2$,

$$A_{\text{уд}} = \frac{p_{\text{ш}} \pi a (1-\mu^2)}{4EV} K. \tag{1.17}$$

Приближенно модуль продольной упругости можно вычислить по формуле (1.13). Перепишем ее в виде

$$E = \frac{P_{\text{упр}} (1-\mu^2)}{2a\xi}. \tag{1.18}$$

С использованием формулы (1.18) по величине деформации и нагрузке в конце упругой деформации можно определить модуль продольной упругости.

По модулю упругости можно подсчитать модуль сдвига

$$G = \frac{E}{2(1+\mu)}. \tag{1.19}$$

В табл. 1.2 в качестве примера приведены некоторые характеристики, определенные по штампу.

Таблица 1.2. Характеристики горных пород, определенные по штампу

Горная порода	Твердость по штампу, МПа	Коэффициент пластичности K	Модуль упругости $E \cdot 10^{-10}$, Па	Удельная объемная работа разрушения, Дж/см³
Глинистый сланец	200—250	1,3—3,3	0,4—0,9	1,5—7,7
Ангидрит	950—1500	2,9—4,3	1,8—5,4	21—54
Песчаник и алевролит	200—350	1,4—4,3	0,5—3,5	5—59
Известняк	1000—2500	1,5—7,0	1,5—4,0	21—80
Доломит	1000—6000	1,5—6,0	5—9	39—151
Кремень	5000—7000	1,0—2,0	>10	~20

Измерение абразивности

Абразивность горной породы характеризует ее способность изнашивать породообразующий инструмент. Абразивный износ обычно связывается с разрушением поверхности в результате микрорезания или царапания. Необходимое условие такого взаимодействия двух тел — их различие по твердости и наличие шероховатости на контактирующей поверхности.

В литературе предлагается различать износ при трении и абразивный износ, но такое деление на практике осуществлять трудно, так как невозможно установить глубокие качественные различия этих видов износа.

Абразивность горной породы оценивают по интенсивности износа эталонного образца при взаимодействии с породой. Показатель абразивности зависит от того, какой материал принят за эталонный (сталь, твердый сплав и т. д.).

Методов измерения абразивности довольно много. В качестве примера рассмотрим метод, предложенный в 1959 г. Л. И. Бароном и А. В. Кузнецовым.

Он состоит в том, что в течение определенного времени истирают вращающийся стальной стержень о необработанную поверхность испытуемого образца. Потеря массы стержня принимается за характеристику абразивности породы.

Стержень диаметром 8 мм изготовляют из незакаленной стали-серебрянки У8. С одного конца в нем высверливают отверстие диаметром 4 мм и глубиной 10—12 мм.

Первоначальную массу стержня определяют с точностью до 0,1 мг. Затем стержень устанавливают в станок, подводят к поверхности образца и притирают под нагрузкой 150 Н и с частотой 400 мин$^{-1}$ сначала одним концом в течение 10 мин, потом другим — тоже в течение 10 мин. Во время опыта следят за тем, чтобы стержень работал на горизонтальной поверхности образца и чтобы нагрев стержня не превышал 200—220 °С. После окончания опыта стержень промывают в бензине и на весах определяют конечную массу с точностью до 0,1 мг.

Показатель абразивности определяют по формуле

$$z = \frac{m_1 - m_2}{2}, \qquad (1.20)$$

где m_1 — начальная масса стержня, мг; m_2 — масса стержня после опыта, мг.

Этот метод определения абразивности весьма прост, но вместе с тем обладает существенным, на наш взгляд, недостатком: поверхность, о которую притирается стержень, в процессе измерения меняется вследствие насыщения частицами металла и ее абразивность падает.

Метод измерения абразивности, предложенный Л. А. Шрейнером, в некоторой степени позволяет избежать указанного недостатка. По этому методу образец породы устанавливают на столе, перемещаемом со скоростью 4 мм/мин. В контакт с образцом вводят режущий диск диаметром 30 мм и толщиной 2,5 мм, изготовленный из углеродистой закаленной стали марки У8. Частота вращения диска может изменяться в широком диапазоне от 300 до 1400 мин$^{-1}$, а нагрузка, с которой диск прижимают к поверхности образца, может варьировать в пределах от 10 до 300 Н. Во время опыта поверхность образца очищают водой или воздухом.

По результатам испытания определяют коэффициент абразивности (в см^3/Дж)

$$\omega \cdot 10^{-9} = \Delta V / PL,$$

где ΔV — общий объемный износ материала диска, см^3; P — нагрузка, Н; L — суммарный путь относительного перемещения, м (определяется по показателю суммарного количества оборотов с учетом диаметра диска).

По этому методу можно получить ряд других показателей абразивности, например показатель относительного износа, равный отношению объема изношенной стали к объему разрушенной породы.

Наряду с лабораторными методами определения основных механических параметров горных пород в последнее время получают развитие полевые способы измерения некоторых свойств на частицах шлама. Хотя и сами способы, и применяемая аппаратура несовершенны, идея использования шлама для определения свойств весьма перспективна.

1.4. ЗАВИСИМОСТЬ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ОТ ХАРАКТЕРА НАГРУЖЕНИЯ И УСЛОВИЙ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ

Как показывают экспериментальные исследования, механические свойства горных пород зависят от характера нагрузки (статическая, динамическая, периодическая). Например, модуль продольной упругости E при динамическом нагружении многократно превышает его значение при статических испытаниях (табл. 1.3) и это различие возрастает с уменьшением предела текучести горной породы.

На механические свойства пород оказывает влияние также скорость приложения нагрузки. Так, при испытаниях на мраморе, который относится к упругопластичным породам, с повышением скорости приложения нагрузки коэффициент пластичности снижается, а твердость и предел пластичности возрастают, т. е.

Таблица 1.3. Сопоставление модулей продольной упругости при динамическом и статическом нагружении

Горная порода	Предел текучести, МПа	Модуль продольной упругости, Па, при		Относительное увеличение модуля $E_д/E$
		статическом нагружении $E \cdot 10^{-9}$	динамическом нагружении $E_д \cdot 10^{-9}$	
Известняк	1070	13,6	48,1	3,53
»	1860	24,3	70,2	2,88
Доломит	530	6,9	34,2	4,95
»	2620	26,8	81,5	3,04

с увеличением скорости приложения нагрузки происходит как бы охрупчивание горной породы (рис. 1.4).

Вместе с тем экспериментально установлено, что возрастание скорости приложения нагрузки до 10 м/с не оказывает существенного влияния на изменение механических свойств пород. Результаты лабораторных измерений механических свойств в условиях статического нагружения можно использовать при изучении процессов динамического воздействия инструмента при бурении, так как при работе породоразрушающего инструмента реальные скорости нагружения обычно не превышают 5 м/с.

Большой объем наблюдений позволил установить, что одна и та же порода обладает различными свойствами на поверхности и на значительной глубине и это различие возрастает с глубиной. Изменение механических свойств пород, наблюдаемое с ростом глубины их залегания, происходит под воздействием ряда факторов:

давления вышележащих пород, численно равного произведению плотности пород (2500—2700 кг/м³) на глубину залегания;

гидростатического давления промывочной жидкости в скважине, равного произведению плотности жидкости на высоту ее столба;

пластового давления (для погребенных пластов градиент давления равен 9—15 кПа/м и редко 20—30 кПа/м и более);

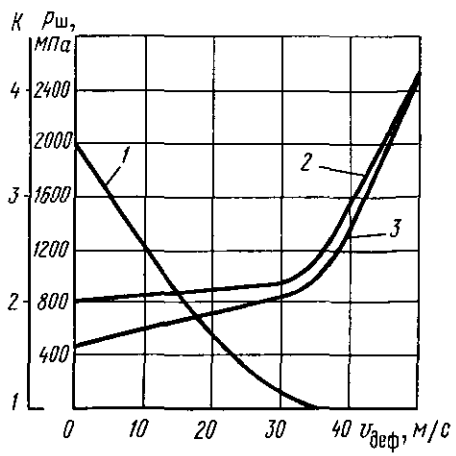


Рис. 1.4. Зависимость коэффициента пластичности (*1*), твердости (*2*) и предела текучести (*3*) для мрамора от скорости приложения нагрузки (штамп диаметром 10 мм)

температуры среды, возрастающей с глубиной (повышение температуры оценивается геотермическим градиентом).

Изменение свойств пород под влиянием указанных факторов изучают в лабораторных условиях и косвенным путем по производственным данным.

Существенное влияние на свойства горных пород оказывает горное давление. Под горным давлением понимаются естественные напряжения в массиве горных пород, сформировавшиеся под действием собственного веса пород, давления газов и напора подземных вод, а также в результате тектонических процессов в земной коре. Действие горного давления приводит к изменению строения пород. В одних случаях под его воздействием происходит уплотнение пород, смыкание пор и усиление сил взаимодействия на контакте зерен, что в целом ведет к упрочнению породы, в других — под воздействием внутренних напряжений в породе происходит развитие системы трещин (кливаж) и силы внутреннего взаимодействия ослабевают — порода разупрочняется. В условиях всестороннего сжатия все показатели прочности породы повышаются по сравнению с их значениями при атмосферном давлении.

С ростом горного давления повышается твердость горных пород и интенсивность влияния зависит от ее исходного значения, т. е. от твердости при атмосферном давлении. Чем она выше, тем слабее влияние роста горного давления на твердость. Коэффициент пластичности с увеличением горного давления несколько увеличивается.

Экспериментальным путем установлено, что нагрев горных пород по-разному отражается на их свойствах в зависимости от состава. Разогрев пород, с одной стороны, приводит к появлению термических напряжений, вызванных неравномерным тепловым расширением минеральных зерен, слагающих горную породу, а с другой — проявляется в активизации физических и термохимических процессов, приводящих к изменению строения и состояния самих минералов. С повышением температуры в кристаллических породах модуль упругости, как правило, снижается, а в мелкозернистых и аморфных повышается; модуль сдвига уменьшается, а коэффициент Пуассона увеличивается и стремится к значению 0,5.

Твердость и коэффициент пластичности осадочных и магматических пород по-разному реагируют на рост температуры.

В осадочных породах с нагревом образца твердость возрастает до некоторой температуры, которую можно принять за критическую, и при температуре выше этого уровня начинает падать. Коэффициент пластичности с ростом температуры обычно снижается; так, у песчаника при $t=20\,°C$ $K=8{,}1$, при $t=150\,°C$ $K=5{,}9$ и при $t=250\,°C$ $K=3{,}1$.

В изверженных породах с повышением температуры также сначала и твердость, и предел текучести растут, а затем твердость

начинает падать. Коэффициент пластичности изверженных пород растет с повышением температуры, и при 400—600 °С вдавливание штампа происходит практически без хрупкого разрушения.

Большой интерес представляет изучение изменения свойств горных пород при одновременном воздействии высоких температур и давлений. Однако опытов проведено еще недостаточно, чтобы по ним можно было делать обобщения.

1.5. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Систематизация сведений о механических свойствах горных пород приводит к созданию классификаций по какому-либо признаку, который в данном случае называется классификационным, или по нескольким признакам.

На низшем уровне классификация сводится к разработке шкалы по какому-либо признаку. На высшем уровне в основу классификации закладывается фундаментальный признак, который позволяет выделить категории, имеющие коренные различия. Так, периодическая система Д. И. Менделеева позволила вскрыть фундаментальную связь свойств природных элементов с особенностью их атомного строения.

Одной из первых классификаций горных пород по механическим свойствам была классификация по крепости, предложенная в 20-х годах М. М. Протодьяконовым. В ней за классификационный признак был принят показатель крепости пород $f=0{,}01\sigma_{сж}$, где $\sigma_{сж}$ — предел прочности горной породы на сжатие, который определялся раздавливанием кубического образца при одноосном сжатии на прессе. Эта классификация в течение многих лет вызывает интерес ученых, ибо в ней сделана попытка увязать многие механические параметры горных пород с показателями крепости f. Однако до сих пор, несмотря на многочисленные попытки классифицирования свойств пород, всеобъемлющей фундаментальной классификации горных пород по механическим свойствам нет и в практических целях используются классификационные шкалы, разработанные по отдельным признакам.

Большое практическое значение для специалистов по бурению имеет классификация, созданная на основании измерения твердости по методу Л. А. Шрейнера. С твердостью горных пород непосредственно связана их буримость (рис. 1.5).

Шкала горных пород по твердости, разработанная Л. А. Шрейнером, включает три группы:

I — породы мягкие ($p_ш \leqslant 1000$ МПа), сюда включены породы сыпучие, рыхлые, пластичные, высокой пористости (пески, рыхлые песчаники, слабые аргиллиты, пористые алевролиты и т. д.);

II — породы средней твердости ($p_ш = 1 \div 4$ ГПа); сюда относятся связные упругопластичные породы (песчаники, известняки, доломиты и т. д);

III — породы твердые ($p_ш$>4 ГПа), к этой группе принадлежат все кристаллические породы (окремненные разновидности известняков, доломитов, кварциты, граниты, гнейсы и т. д.).

Каждая группа горных пород, в свою очередь, подразделяется на 4 категории, а вся шкала состоит из 12 категорий (табл. 1.4).

Л. А. Шрейнером также разработана шкала горных пород по пластичности, в основу ее построения принят коэффициент пластичности (табл. 1.5).

Проблема разработки классификационной шкалы горных пород по абразивным свойствам оказывается гораздо сложнее, так как трудно сохранить адекватность условий, при которых определяется показатель абразивности, да к тому же трудно подобрать эталонный материал, который позволял бы не только четко делить

Таблица 1.4. Шкала горных пород по твердости (по Л. А. Шрейнеру)

Характеристика	Категория	Твердость по штампу, ГПа
I (мягкие)	1	0,1
	2	0,1—0,25
	3	0,25—0,5
	4	0,5—1,0
II (средней твердости)	5	1,0—1,5
	6	1,5—2,0
	7	2—3
	8	3—4
III (твердые)	9	4—5
	10	5—6
	11	6—7
	12	>7

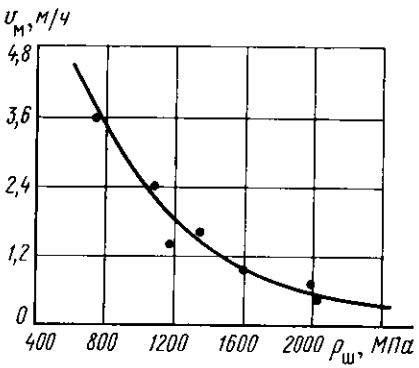


Рис. 1.5. Зависимость механической скорости проходки карбонатных пород от твердости (по данным А. Ф. Афанасьева)

Таблица 1.5. Шкала горных пород по пластичности

Характеристика	Категория	Коэффициент пластичности	Характеристика	Категория	Коэффициент пластичности
Хрупкие	1	1	Упругопластичные	4	3—4
				5	4—6
Упругопластичные	2	>1—2	Пластичные	6	>6
	3	2—3			

породы по абразивности, но и воспроизводить условия взаимодействия породоразрушающего инструмента с горной породой.

Предложено несколько классификационных шкал по абразивным свойствам, которые различаются по методике определения абразивных свойств. Для построения шкалы, предложенной Л. А. Шрейнером, за основу принят коэффициент абразивности ω, отражающий объемный износ стали марки У8 на единицу работы. Сравнение абразивности горных пород по отношению к твердому сплаву ВК15 и стали У8 показывает, что на твердых кристаллических породах износ сплава ВК15 в 13—15 раз меньше, чем стали, а на абразивных песчаниках меньше в 60 с лишним раз.

При проведении буровых работ для их нормирования и оплаты используется классификация горных пород по буримости. Применительно к условиям механического вращательного бурения классификация включает 12 категорий.

1.6. ОЦЕНКА МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И БУРИМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Использование данных, получаемых в результате геолого-геофизических исследований, для оценки механических свойств и буримости горных пород основано на существующей корреляционной (стохастической) связи между механическими свойствами и строением горных пород. Например, отмечается существенное влияние пористости на прочность горных пород (рис. 1.6).

На основании обработки экспериментальных данных для определения модуля продольной упругости E пористой породы получена зависимость

$$E = E_0(1 - aП)^2,$$

где E_0 — модуль скелета горной породы; a — коэффициент формы порового пространства ($a = 15 \div 40$); $П$ — пористость горной породы, $П = v_п/(v_0 + v_п)$ ($v_п$ — объем пор, v_0 — объем скелета).

Существование корреляционных связей между механическими свойствами и строением горных пород привело к тому, что некоторые авторы в число фундаментальных свойств, определяющих буримость горных пород, наряду с твердостью $p_ш$ и абразивностью A включают характеристику сплошности пород C.

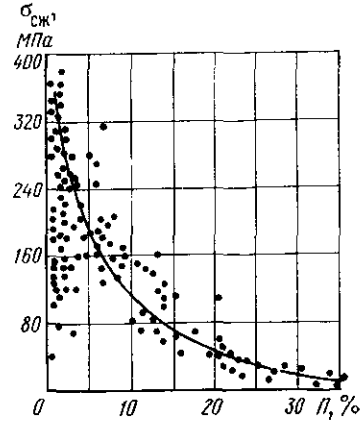


Рис. 1.6. Зависимость предела прочности пород $\sigma_{сж}$ от пористости (экспериментальные данные и аппроксимирующая кривая)

Таблица 1.6. Классификация горных пород по сплошности

Горные породы	Степень нарушенности массива	Категория сплошности
Песчаники, ракушечники, крупнокристаллическая соль и другие пористые и проницаемые разности	Сильно трещиноватые	C_I
	Слабо трещиноватые	C_{II}
Алевролиты, известняки, мергели, доломиты, ангидриты, различные сланцы, глины, мелкокристаллическая каменная соль	Сильно трещиноватые	
	Слабо трещиноватые	C_{III}
Глины, уплотненные глины, аргиллиты, чистые ангидриты	Сильно трещиноватые и перемятые	
	Слабо трещиноватые	C_{IV}

Сплошность горной породы характеризует весь комплекс нарушений в зоне, примыкающей к забою, в виде системы пор, трещин, каверн. Значение этой характеристики для оценки буримости обусловлено также влиянием дифференциального давления на эффективность процесса отделения частиц горной породы от поверхности забоя.

На основании изучения соответствия между сплошностью и литологическим описанием горных пород сделана попытка классификации пород по сплошности (табл. 1.6).

В настоящее время разрабатываются методы и приемы расчленения разреза по показаниям C, $p_ш$ и A.

Специфическая особенность использования геофизических данных состоит в том, что они позволяют лишь косвенным образом оценить свойства горных пород, оказывающие влияние на буримость. Роль геофизической информации, полученной на основании данных нейтронного гамма метода, гамма-гамма метода, акустического в сочетании с нейтронным гамма методом, гамма-гамма метода в сочетании с нейтронным гамма методом и методом электросопротивлений, состоит в дополнительной оценке структурной нарушенности горных пород, уменьшающей их твердость. Составлены таблицы корреляционной связи твердости горных пород различных литологических разностей и результатов геофизических исследований.

Наиболее полно разработана методика определения твердости по данным акустических измерений. На основании эксперименталь-

Таблица 1.7. Корреляционная зависимость твердости горных пород и скорости распространения продольных волн

Породы геологического разреза	Число образцов	Вид зависимостей $p'_ш = f(v_р)$	Коэффициент корреляции
Глинистые, глинистые алевролиты, песчаники с глинистым цементом	46	$p'_ш = 0{,}027v_р - 15$	0,89
Карбонатные, песчаники с карбонатным цементом	49	$p'_ш = 0{,}055v_р - 100$	0,85
Изверженные и метаморфические, песчаники с кварцевым цементом	22	$p'_ш = 0{,}036v_р + 100$	0,79

Примечание. $v_р$ — скорость распространения продольных волн, м/с; $p_ш = p'_ш \cdot 10^{-7}$ МПа.

ных исследований для горных пород трех выделенных групп из четырех были выведены корреляционные зависимости (табл. 1.7).

Повышение роли геофизической информации в оценке механических свойств горных пород и при расчленении разреза, несомненно, приведет к развитию самих методов геофизических исследований, а ряд присущих им преимуществ позволяет отнести их к весьма перспективным. Среди преимуществ геофизических методов исследований особо следует выделить: возможность оценки механических свойств горных пород в естественном залегании, применение неразрушающих способов исследования, возможность прогнозирования механических свойств горных пород геофизическим зондированием.

2. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

2.1. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Скважина углубляется вследствие отделения частиц породы от массива в пределах площади забоя и последующего их удаления с забоя и из ствола. При механических способах бурения диспергирование горной породы на забое происходит при непосредственном динамическом воздействии породоразрушающего инструмента. Посредством породоразрушающего инструмента в отдельных точках забоя на фоне существующего напряженного состояния создается концентрация напряжений. Если напряжение

превосходит предел прочности горной породы в данном ее состоянии и при сложных условиях деформирования, то она разрушается под рабочими органами породоразрушающего инструмента. Процесс разрушения распространяется в горной породе на небольшую глубину, поэтому пользуются специальным термином «разрушение в приповерхностном слое». Причем отмечается, что нагружение породы происходит при значительном влиянии свободной поверхности, проявляющемся, как известно, в существенном изменении распределения напряжений в разрушаемой зоне (так называемое влияние открытой стенки).

Интенсивность концентрации напряжений зависит от размеров площади контакта, формы и состояния рабочего органа (индентора). Концентрации напряжений способствуют пористость и трещиноватость горных пород в ограниченном объеме, примыкающем непосредственно к поверхности забоя. Интенсивность фоновых полей напряжений в массиве может ослаблять эффект концентрации напряжений.

Особенность процесса разрушения горных пород в первую очередь зависит от их механических свойств — прочности, твердости, пластичности, хрупкости. Специфические особенности процесса разрушения определяются в зависимости от механических свойств горных пород.

На практике применяются следующие способы разрушения горных пород на забое:

резание — непрерывный процесс отделения и снятия тонкого слоя горной породы с забоя, разрушению резанием поддаются очень слабосвязные пластичные породы с низкой контактной прочностью;

скалывание — отделение частиц горной породы от забоя под воздействием усилия сдвига со стороны внедрившегося в забой инструмента, нередко скалыванию предшествует раздавливание или дробление породы под рабочим органом инструмента;

раздавливание — процесс разрушения горной породы под воздействием контактного давления породоразрушающего инструмента, перемещающегося в постоянном контакте с забоем;

дробление — дискретный процесс разрушения горной породы под воздействием контактного давления, появившегося в момент соприкосновения рабочего органа с забоем (ударная нагрузка);

истирание (или микроскалывание) — специфический процесс разрушения, когда в результате применения рабочих органов очень малых размеров (мелкие алмазные зерна и т. п.) удается создать чрезвычайно высокое контактное давление и вызвать пластическое деформирование горной породы под индентором с одновременным микроскалыванием в прилегающей зоне.

По характеру превалирующего процесса разрушения горной породы весь породоразрушающий инструмент может быть подразделен на следующие классы: режущего и режуще-скалываю-

Таблица 2.1. Типы породоразрушающего инструмента

Вид бурения	Тип	Конструктивные особенности и вооружение
Без отбора керна	Долото	Лопастное, истирающе-режущее, шарошечное, алмазное
С отбором керна	Бурильная головка	Резцовая, шарошечная, алмазная
	Буровая коронка	Твердосплавная, алмазная

щего действия, скалывающего и дробяще-скалывающего, дробящего, а также истирающего действия.

На конструкцию породоразрушающего инструмента, помимо реализуемого способа разрушения горной породы, большое влияние оказывает его назначение. По назначению породообразующий инструмент можно подразделить на следующие группы:

инструмент для бурения без отбора керна. Он разрушает горную породу по всему забою и предназначен для проходки ствола скважины. Инструмент, принадлежащий к этой группе, обычно называют долотом;

инструмент для бурения с отбором керна. При работе инструментом этой группы горная порода разрушается по кольцевому забою. В осевой части забоя формируется целик породы в виде колонки, который затем под названием «керн» извлекают на поверхность. В зависимости от конструктивных особенностей различают буровые коронки и бурильные головки;

инструмент специального назначения или, иначе, долота специального назначения. Их применяют для разбуривания цементных пробок в трубах, искривления скважин, разрушения попавших на забой посторонних металлических предметов, расширения ствола скважины и выполнения различных вспомогательных работ.

При разработке конструкции породоразрушающего инструмента стремятся достигнуть его высокой эффективности, долговечности и экономичности. Все конструктивные разновидности породоразрушающего инструмента, предназначенного для проходки ствола скважины, подразделяются на несколько типов (табл. 2.1).

2.2. ДОЛОТА

Долота лопастные

Лопастное долото в качестве рабочего элемента имеет лопасти, которые изготовляют либо заодно с корпусом, либо приваривают к корпусу (рис. 2.1).

Лопастные долота относятся к инструменту режущего или режуще-скалывающего действия. Они предназначены для бурения в породах мягких и отчасти средней твердости.

По ОСТ 26-02-1282—75 выпускаются двух- и трехлопастные долота: двухлопастные диаметром от 76,0 до 165,1 мм и трехлопастные в диапазоне диаметров от 120,6 до 469,9 мм. Для геологоразведочного бурения ГОСТ 7918—75 также предусмотрены лопастные долота диаметром от 76 до 132 мм. Простейшим по конструкции является двухлопастное долото (рис. 2.1). Оно состоит из корпуса и двух лопастей, в головке корпуса имеется присоединительная резьба, а в нижней части ближе к лопасти — каналы для подачи промывочной жидкости к забою. У гидромониторных долот в каналах устанавливают насадки для формирования высокоскоростной струи промывочной жидкости.

На эффективность работы долота наиболее существенное влияние оказывают профиль лопасти долота и правильный подбор его конфигурации по свойствам проходимых горных пород.

В профиле режущей части долота различают углы: передний γ (может быть положительным и отрицательным), резания θ, приострения β, задний угол заточки α (рис. 2.2).

Чем мягче порода, тем меньше угол резания. По данным В. С. Федорова, для мягких и вязких глинистых пород оптимальный угол резания примерно равен 70°, а для хрупких пород — 90°.

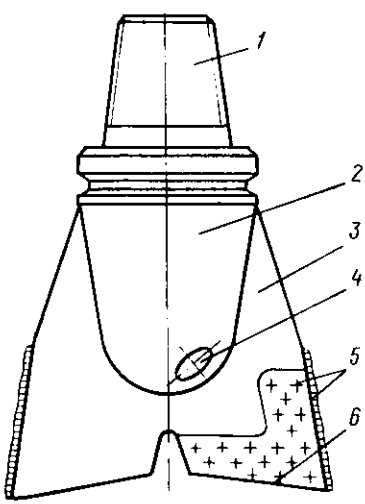


Рис. 2.1. Долото лопастное («рыбий хвост»): *1* — головка с присоединительной резьбой; *2* — корпус; *3* — лопасть; *4* — промывочное отверстие; *5* — покрытие твердосплавное; *6* — режущая кромка

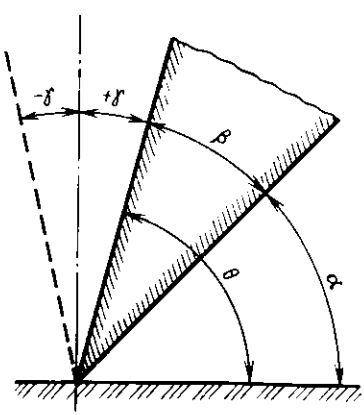


Рис. 2.2. Углы профиля режущей кромки лопасти

Профиль режущей части лопастного долота нормалью не регламентирован.

Корпус и лопасти долота изготавливают из стали марок 40, Ст. 5 или др. Двухлопастные долота изготовляют штамповкой, у трехлопастных долот лопасти приваривают к штампованному корпусу. Рабочую часть лопасти обычно армируют твердым сплавом. Пластины твердого сплава напаивают на переднюю поверхность лопасти чугунным или латунным припоем, калибрующие поверхности лопастей также армируют цилиндрическими твердосплавными зубками.

Долота этого типа просты в изготовлении и могут производиться в полевых мастерских. Более стабильные условия углубки скважины и большую проходку обеспечивают трехлопастные долота, но они требуют и более высоких осевых нагрузок по сравнению с двухлопастными.

Долота истирающе-режущие (ДИР)

Истирающе-режущие долота могут быть отнесены к лопастным, но от последних отличаются тем, что, как правило, имеют разновысокие лопасти, армированные мелкими твердосплавными резцами.

Такое долото формирует ступенчатый забой и в зависимости от свойств проходимых пород может работать либо как режущее долото, т. е. по всей длине лопасти снимать слой с забоя, либо как истирающее, когда каждый мелкий резец обособленно взаимодействует с забоем и скалывает очень мелкие частицы горной породы.

Предложены различные конструкции истирающе-режущих долот. Наиболее распространены в СССР две конструкции: долота ДИР, разработанные Азинмашем, и ДФЛ, разработанные ГрозНИИ. Существующей нормалью ОН 26-02-88—68 предусмотрено 15 типоразмеров долот диаметром от 76 до 269 мм с шифром ИР и ИРГ. Долота ИРГ являются гидромониторными.

Долота шарошечные

Шарошечным долотом называется такой породоразрушающий инструмент, у которого основным рабочим органом является шарошка — стальная конусообразная деталь, свободно посаженная на ось и несущая на своей поверхности инденторы — зубцы, штыри (рис. 2.3). Оно представляет собой своеобразный механизм, у которого вращение его корпуса преобразуется во вращательное движение шарошек вокруг их оси, в результате чего происходит поражение забоя зубцами, периодически вступающими с ним в контакт.

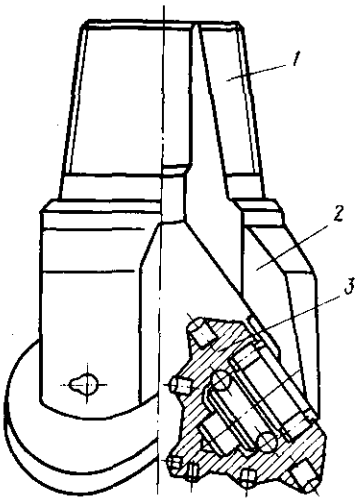
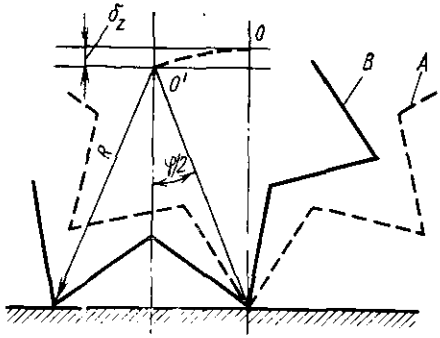


Рис. 2.3. Долото шарошечное:

1 — корпус с резьбовой головкой; *2* — лапа с опорой; *3* — шарошка

Рис. 2.4. Схема вертикального перемещения шарошки по ровной поверхности при перекатывании



Предложенная в 1909 г., эта конструкция породоразрушающего инструмента оказалась весьма перспективной. В результате разработки и внедрения многочисленных модификаций и непрерывного совершенствования конструкции шарошечных долот за последние годы достигнут быстрый рост показателей эффективности их работы. В СССР на долю шарошечных долот приходится свыше 90 % объема глубокого бурения.

Долото может иметь от одной до трех и более шарошек. Наиболее распространены трехшарошечные долота; одно- и двухшарошечные долота производят в ограниченном количестве. Одношарошечные долота предназначены для бурения твердых неабразивных пород на больших глубинах, двухшарошечные — в основном для бурения на небольших глубинах в мягких породах с пропластками пород средней твердости.

Каждая шарошка имеет множество резцов, которые располагаются венцами. Венцы соседних шарошек расположены таким образом, что позволяют разрушать породу по всей поверхности забоя. Применяют два способа оснащения шарошки зубцами: фрезерование зубцов из тела шарошки с последующей наплавкой зерненого твердого сплава (релита и т. п.) или установка твердосплавных штырей (резцов) в гнезда методом холодного прессования. У одного и того же долота шарошки могут различаться по виду. Так, у некоторых трехшарошечных долот только первая шарошка имеет полный конус, а две (вторая и третья по ходу часовой стрелки с торца) имеют форму усеченного конуса.

В СССР шарошечные долота выпускаются в соответствии с ГОСТ 20692—75. Он предусматривает изготовление шарошечных долот 39 различных номинальных диаметров от 46 до 508 мм.

Промышленность производит шарошечные долота многих типов, различных по вооружению и по конструкции опоры. По вооружению они отличаются друг от друга конфигурацией шарошек и их расположением, размером и формой зубцов, их размещением на шарошке, использованием твердого сплава для армирования шарошек.

Характер взаимодействия зубцов шарошки с забоем, а следовательно, и специфика разрушения горных пород на забое зависят от размеров и плотности размещения зубцов в венце, а также от конфигурации шарошек и расположения их осей.

При перекатывании шарошки по забою в контакт с ним попеременно вступают зубцы шарошки. В общем виде возможны два варианта контакта зубцов с забоем: либо опора на один зубец (рис. 2.4, положение *A*), либо опора на два зубца (рис. 2.4, положение *B*).

Если опорную поверхность рассматривать как абсолютно твердое тело, то перемещение оси шарошки по вертикальной оси z можно представить как $\delta_z = R\left(1 - \cos\frac{\varphi}{2}\right)$, где R — радиус описанной (по вершинам зубцов) окружности в рассматриваемом сечении шарошки; $\varphi = 2\pi/n$, где n — число зубцов в рассматриваемом венце шарошки. Или

$$\delta_z = 2R\sin^2\frac{\pi}{2n}. \qquad (2.1)$$

Хотя в натурных условиях из-за деформации и разрушения породы на забое и в силу иных факторов смещение оси шарошки δ_z оказывается значительно ниже расчетной величины по формуле (2.1), тем не менее в результате перекатывания шарошки возникает ударная нагрузка.

Особенность кинематики работы шарошки состоит в том, что каждая шарошка участвует в сложном вращательном движении: относительном движении вокруг собственной оси и переносном вращательном движении вокруг оси долота (рис. 2.5). В результате сложения двух вращательных движений в каждый момент времени шарошка совершает вращение вокруг некоторой мгновенной оси.

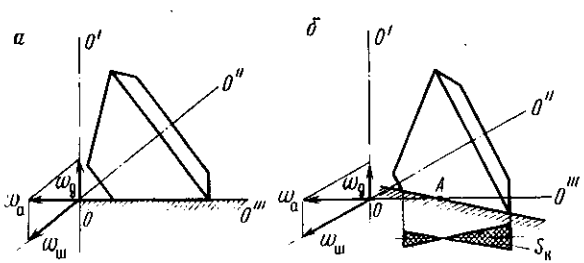


Рис. 2.5. Характер взаимодействия вооружения шарошки с забоем:
а — без скольжения; *б* — со скольжением; $S_к$ — площадь проскальзывания

Если мгновенная ось вращения шарошки проходит через линию контакта описанного конуса с поверхностью забоя (рис. 2.5, *а*), то взаимодействие зубцов с забоем происходит без их относительного смещения. Если известна угловая скорость долота $\omega_д$, то угловая скорость шарошки вокруг своей оси равна $\omega_ш = \omega_д / \sin\frac{\alpha}{2}$ или $\omega_ш = \pi n / 30 \sin\frac{\alpha}{2}$ (n — частота вращения долота, мин$^{-1}$; α — угол при вершине шарошки).

Если же мгновенная ось пересекается с линией контакта шарошки с забоем (рис. 2.5, *б*), то при вращении шарошки зубцы, удаленные от точки *А*, будут проскальзывать по забою, производя скол. Скольжение зубцов шарошечного долота оценивается коэффициентом скольжения $k_{ск}$. Он равен отношению суммарной площади, описываемой зубцами долота за один его оборот при их проскальзывании по забою, к площади забоя. Коэффициент скольжения $k_{ск}$ может изменяться от 0 до 0,15. Увеличение коэффициента скольжения достигается использованием многоконусных шарошек со смещением их осей по отношению к оси долота.

Таким образом, в зависимости от приведенных выше конструктивных особенностей шарошечное долото может быть отнесено к породоразрушающему инструменту дробяще-скалывающего или дробящего действия. В мягких породах применяют шарошечные долота с высокими коэффициентами скольжения, добиваясь тем самым усиления скалывающего действия зубцов. В твердых, и особенно в абразивных породах шарошечные долота должны работать без скольжения. Эти долота оснащаются шарошками, представляющими собой правильный конус, вершина которого лежит на оси долота. Коэффициент скольжения такого долота теоретически равен нулю.

Механизм работы шарошечного долота на забое скважины осложняется тем, что на поверхности забоя остаются следы предшествующего воздействия зубцов в виде так называемой рейки. В некоторых случаях на забое могут образовываться также «воротники», участки неразрушенной породы, расположенные концентрическими кругами.

Важная особенность, которая отличает шарошечные долота от лопастных,— то, что с забоем одновременно взаимодействует лишь небольшая часть зубцов. Отношение суммы длин зубцов, выделенных по одной образующей на каждой шарошке, к радиусу долота называется коэффициентом перекрытия $k_п$. В мягких породах применяют долота с коэффициентом перекрытия $k_п = 1{,}101$, в породах средней твердости $k_п = 1{,}4$.

Ресурс работы долота определяется не только износом вооружения, но также и износостойкостью опоры шарошки. Опора шарошки — весьма уязвимый узел и нередко именно ее недостаточный ресурс ограничивает продолжительность работы долота на забое.

Опора шарошки включает несколько подшипников, один из которых шариковый, служащий для закрепления шарошки на цапфе и называемый замковым, остальные подшипники качения (шариковые или роликовые) или скольжения. После создания герметизированных маслозаполненных опор, обеспечивающих благоприятные условия работы подшипников, долговечность долота удалось повысить в несколько раз.

В СССР под шифрами ГНУ и ГАУ разработаны две серии долот с герметизированной опорой. Долота серии ГНУ предназначены для роторного бурения и бурения с тихоходными забойными двигателями. В опоре долота серии ГНУ размещается (от торца шарошки) роликовый подшипник, шариковый «замковый» подшипник и подшипник скольжения. У торца цапфы имеется упорный осевой подшипник скольжения, второй осевой подшипник скольжения введен у внутреннего бурта замкового подшипника.

В опоре долот серии ГАУ роликовый подшипник качения заменен подшипником скольжения. Герметизация опоры имеет упрощенную конструкцию. Наибольшую трудность в изготовлении долот серии ГАУ представляет отыскание материалов для подшипника скольжения и обеспечение высокой точности его размеров.

По расположению и конфигурации промывочных каналов различают долота с центральным промывочным каналом и гидромониторные долота с периферийными каналами. У долот с центральным каналом (цилиндрическим или щелевидным) поток промывочной жидкости направляется на шарошки, омывает их и затем попадает на забой.

Гидромониторные долота имеют каналы, в конце которых установлены сменные металлокерамические или твердосплавные насадки. Наиболее часто используют металлокерамические насадки с коноидальным или коническим каналом. Они предназначены для создания направленного потока, который по выходе из долота со скоростью свыше 80 м/с устремляется прямо на забой.

Поскольку шарошечными долотами успешно разбуривают практически все породы от самых мягких до особо крепких, в соответствии с ГОСТ 20692—75 для обеспечения высоких показателей бурения в породах с различными физико-механическими свойствами применяется широкая гамма долот. Они выпускаются под шифрами М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК.

В условном обозначении долота, кроме шифра области применения, указывают число шарошек, номинальный диаметр долота (мм), конструкцию промывочных каналов и опор шарошек. Центральная промывка обозначается буквой «Ц», гидромониторная — «Г».

У долот типов М, МС и С оси шарошек смещены, что позволяет повысить коэффициент скольжения. Долота типов СТ, Т, ТК, К, ОК имеют шарошки с несмещенными осями. Шарошки у долот типов М, МС и С — самоочищающиеся, т. е. венцы зубцов

одной шарошки проходят между венцами соседней. Шарошки для долот ТК (частично), К и ОК заправляются резцами из твердых сплавов (штыри) клиновидной или полусферической формы. Все долота, имеющие в шифре букву «З» и предназначенные для бурения в абразивных породах, имеют шарошки, оснащенные твердосплавными резцами клинообразной формы.

Шарошечные долота изготовляют по одной из двух технологических схем:

1 — штамповка секций, их обработка и оснащение шарошками, сварка секций и обработка сварного корпуса с нарезкой присоединительной резьбы;

2 — штамповка корпуса и лап, монтаж шарошек на лапах, приваривание лап к корпусу.

Преимущественно в производстве используется первая схема, по второй изготовляют шарошечные долота больших диаметров. Однако ведутся работы по переходу на первую схему и при изготовлении долот большого диаметра.

Лапы шарошек изготовляют из высококачественной стали марки 20ХН3А, а сами шарошки — из стали марок 17Н3МА и 20ХН3А. Для повышения качества материала шарошек применяют способы шлакового переплава, двойного шлакового переплава и т. п.

При сборке долот с негерметизированной опорой ее заполняют графитовой смазкой. Герметизированные опоры заливаются специальной смазкой, содержащей присадки.

Широкое повсеместное внедрение шарошечных долот обусловлено рядом их существенных преимуществ:

зубцы шарошки поочередно и лишь кратковременно взаимодействуют с забоем, что при большом количестве рабочих элементов обеспечивает большую долговечность вооружения долота;

возможность варьирования самой кинематикой взаимодействия долот с забоем, что позволяет реализовать наиболее эффективный способ разрушения горной породы, отсюда широкая гамма типов долот для бурения пород от самых мягких до крепчайших;

использование опор качения и скольжения позволяет значительно снизить крутящий момент, требуемый для вращения долота на забое.

Алмазные долота

В настоящее время алмаз широко применяется в технике как режущий инструмент и высокоабразивный материал. Его абсолютная твердость в 150 раз превышает твердость кварца. Плотность алмазов колеблется в пределах 3100—3520 кг/м^3. Масса алмазных зерен измеряется в каратах (масса 1 кар=0,2 г).

В зависимости от формы, структуры, качества и твердости различают технические алмазы следующих сортов:

карбонадо — тонкозернистые, непрозрачные, пористые агрегаты овальной формы, окрашенные в серый, черный, реже зеленый цвет; плотность 3100—3400 кг/м^3;

балласы — алмазные зерна шарообразной формы с крупнокристаллической сердцевиной и с мелкозернистой очень твердой оболочкой; плотность около 3500 кг/м^3;

борт (бортс) — неправильной формы кристаллы, сростки и шарообразные лучистые агрегаты; отличаются высокой хрупкостью и легко раскалываются от ударов. Окраска различных оттенков изменяется от светлой до темной; плотность 3500—3600 кг/м^3.

Размеры алмазных зерен оцениваются по их количеству на карат.

Для повышения износостойкости технических алмазов их овализуют и полируют.

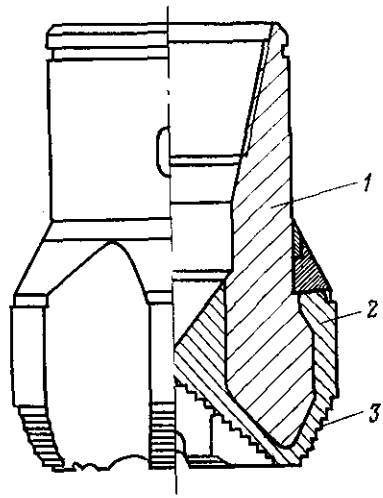


Рис. 2.6. Долото алмазное:
1 — корпус; *2* — матрица; *3* — алмазные зерна

Разработаны и применяются способы спекания мелких синтетических алмазов в крупные агрегаты (агрегатирование) и покрытие слоем агрегатированных алмазов передней грани твердосплавного резца.

Алмазное долото — это разновидность породоразрушающего инструмента, у которого в качестве инденторов используются алмазные зерна. Алмазные долота оснащаются в основном достаточно крупными алмазами — от 2 до 15 зерен/кар. Размер зерен подбирают в зависимости от твердости пород и места размещения алмазов на рабочей поверхности долота. С повышением твердости пород размер зерен уменьшают.

В конструкции алмазного долота выделяется корпус с присоединительной резьбой и твердая матрица с алмазными зернами (рис. 2.6).

Матрицу изготовляют из сплава кобальта, никеля, вольфрама, карбида вольфрама, алюминия, меди. Состав сплава подбирают таким образом, чтобы выдерживалась определенная твердость материала, которая обеспечивала бы постепенный износ матрицы при работе долота и обнажение алмазных зерен для работы.

Выход алмазного зерна над поверхностью должен быть порядка $^1/_4$ его среднего диаметра. Твердость матрицы подбирают в зависимости от свойств горных пород. В среднем изготовляют матрицы следующей твердости:

Породы	Средней твердости	Твердые	Абразивные
Твердость HRC	25—30	35—45	45—60

Стандартом (ОСТ 39.026—76) предусмотрено 28 размеров алмазных долот от номинального диаметра 91,4 до 391,3 мм. Наружный диаметр алмазного долота обычно на 1,5—2 мм меньше наружного диаметра шарошечного долота соответствующего размера.

Тип алмазного долота определяется формой торцовой части и конструкцией промывочных каналов. Форма рабочей поверхности алмазного долота зависит от условий бурения. По форме алмазные долота подразделяются на спиральные, радиальные, ступенчатые, ступенчатые с торовидными выступами.

Наиболее распространенная и совершенная технология изготовления алмазных долот в настоящее время базируется на методах порошковой металлургии. В качестве исходных материалов для матрицы используют вольфрам, карбид вольфрама и медь. По этой технологии смесь порошков исходных материалов засыпают в пресс-форму, на дне которой предварительно в определенном порядке разложены зерна алмазов, и производят холодное прессование до давлений 30—50 МПа, а затем форму помещают в вакуумную или водородную печь, где при температуре около 1100 °С порошки спекаются.

На изготовление алмазного долота диаметром 141,3 мм расходуется около 40—45 г алмазов, диаметром 188,9 мм — 65—80 г, диаметром 214,3 мм — 80—90 г, диаметром 267,5 мм — около 130 г.

К алмазным долотам могут быть отнесены долота типа ИСМ, созданные на базе сверхтвердого материала славутич. Он представляет собой твердосплавную матрицу, насыщенную очень мелкими синтетическими алмазами. Из сплава изготовляют цилиндрические вставки с овальным торцом. Ими оснащены долота типа ИСМ.

В СССР успешно проведены испытания опытных образцов алмазных долот типа АТП (с алмазно-твердосплавной пластиной), однако технология их изготовления нуждается в доработке и усовершенствовании.

2.3. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ

Колонковое бурение проводят с целью получения из скважины образцов горных пород (кернов). Керн формируется на забое скважины в процессе ее углубления с помощью породоразрушающего инструмента, который разрушает горную породу лишь по кольцевому забою и оставляет в центре нетронутый целик породы (колонку). Отсюда специфическая особенность конструкции породоразрушающего инструмента для колонкового бурения состоит

в том, что его вооружение располагается кольцеобразно вокруг свободного прохода для поступления керна. Задача получения достаточно полноценных образцов из скважины определяет дополнительные требования к породоразрушающему инструменту, который в этом случае должен обеспечивать не только эффективное разрушение породы на забое, но и хорошую сохранность керна при его формировании и поступлении в керноприемную трубу или грунтоноску.

Одна из наиболее важных характеристик колонкового породоразрушающего инструмента — коэффициент керноотбора $k_{отб}$, равный отношению диаметра керна к наружному диаметру инструмента:

$$k_{отб} = d_к / D_н, \qquad (2.2)$$

где $d_к$ — диаметр керна; $D_н$ — наружный диаметр инструмента.

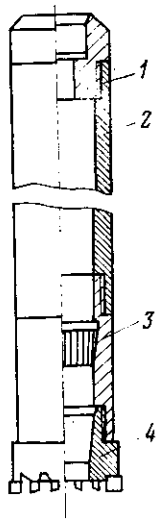


Рис. 2.7. Одинарный колонковый снаряд

Керны отбирают специальными колонковыми наборами (колонковыми снарядами) и грунтоносками различных типов. Простейший колонковый снаряд показан на рис. 2.7. Он состоит из коронки *4*, кернорвателя *3*, колонковой трубы *2* и переходника *1*.

Буровые коронки

Буровая коронка представляет собой наиболее простой породоразрушающий инструмент для колонкового бурения.

Для бурения в породах с различными физико-механическими свойствами используют буровые коронки твердосплавные (ребристые, мелкорезцовые и самозатачивающиеся) и алмазные (мелкоалмазные и импрегнированные).

Твердосплавные коронки армируются резцами из вольфрамокобальтовых сплавов (ВК) и предназначены для бурения пород от весьма мягких до твердых и абразивных VIII—IX категорий по буримости.

Сплав ВК получают спеканием порошкообразного карбида вольфрама и кобальта. В шифр названия сплава входит содержание кобальта (например, в сплаве ВК8 содержание кобальта составляет 8 %). С повышением его содержания плотность твердого сплава и его твердость понижаются.

Сплав	ВК6	ВК8	ВК10
Твердость по Роквеллу (шкала А, нагружение 600 Н)	88	87,3	87
Плотность, 10^3 кг/м^3	14,6—15,0	14,4—14,8	14,2—14,6

Заводы Министерства геологии СССР изготовляют коронки для мягких пород и пород средней твердости.

Заготовкой для коронок является короночное кольцо, материалом для которого служит сталь марок 30, 35, 40 или Ст. 4 и Ст. 5. Наружный диаметр кольца D равен 74, 90, 109, 129 и 149 мм.

Для облегчения циркуляции промывочной жидкости в короночном кольце делают торцовые вырезы-холодильники и боковые промывочные каналы. В пазы торцовой поверхности впаивают резцы твердых сплавов.

Для бурения в мягких разбухающих и липких породах предназначены ребристые коронки. Они позволяют увеличить диаметр скважины и тем самым расширить зазор для прохода промывочной жидкости между колонковым снарядом и стенками скважины. Для увеличения диаметра коронки на ее корпус снаружи наваривают стальные пластины-ребра. Количество ребер от 3 до 6 в зависимости от диаметра и конструкции коронки. В ребра с торцовой стороны впаивают крупные пластинчатые резцы из твердого сплава.

Ребристые коронки нередко имеют ребра, смещенные вверх по отношению к торцу коронки. Такая коронка создает ступенчатый забой, что приводит к интенсификации процесса разрушения пород и облегчает циркуляцию промывочной жидкости.

В породах средней твердости VI—VIII категорий по буримости и малой абразивности хорошие результаты получены с использованием мелкорезцовых коронок. Их заправляют призматическими резцами квадратного или восьмигранного сечения. В некоторых конструкциях резцы располагаются на разной высоте, что приводит к формированию ступенчатого забоя.

В породах твердых VIII—IX категорий по буримости и средней абразивности хорошо работают самозатачивающиеся коронки. Они отличаются тем, что благодаря специальной конструкции резцов эффективность работы коронки практически не изменяется по мере ее срабатывания. Резцы самозатачивающихся коронок состоят из стального штабика и вставки из твердого сплава. Применяются штабики двух видов: цилиндрические с включением игольчатых твердых сплавов, диаметром 1,5—2,0 мм; призматические с пластиной из твердого сплава, толщиной 0,7 мм.

При работе штабика на поверхности забоя его матрица изнашивается быстрее твердого сплава и форма резца примерно сохраняется по мере уменьшения его высоты.

Алмазные коронки

Из истории алмазного бурения известно, что первоначально (конец XIX и начало XX в.) для изготовления алмазных коронок применялись крупные алмазы массой от 0,1 до 0,4 г. Алмазы

заправлялись высококвалифицированными мастерами-чеканщиками. С 30-х годов XX столетия стали производить алмазные коронки, у которых матрицы содержали множество более мелких алмазов. Такие коронки получили название «мелкоалмазных».

В настоящее время в основном применяются алмазные коронки двух типов — мелкоалмазные и импрегнированные.

В мелкоалмазных коронках мелкие зерна алмазов (от 30 до 90 зерен/кар) располагаются только на рабочей поверхности — по торцу и внешней и внутренней калибрующим поверхностям. В прошлом применялись также многослойные алмазные коронки, у которых алмазы располагались в несколько слоев, но они более сложны в изготовлении и менее практичны в употреблении, чем однослойные. В настоящее время многослойные коронки изготовляют в очень ограниченном количестве.

Алмазные зерна укрепляют в матрице. Матрица может быть изготовлена методом литья или порошковой металлургии с предварительным прессованием порошковых исходных материалов.

Однослойные алмазные коронки применяют в малоабразивных породах средней твердости VIII—IX категорий по буримости.

В породах более твердых (X—XII категорий) применяют импрегнированные алмазные коронки. Их отличительная особенность состоит в том, что вся алмазосодержащая матрица насыщена очень мелкими алмазами крупностью 120—150 и 140—210 зерен/кар.

Если мелкоалмазные коронки используются только частично и не доводятся до полного износа и выпадения алмазов, то импрегнированными коронками можно бурить до полного износа матрицы по высоте.

Бурильные головки

В нефтяной и газовой промышленности колонковые снаряды принято называть колонковыми наборами или колонковыми долотами, а породоразрушающий инструмент в этом случае — бурильной головкой.

Применяют бурильные головки трех типов: лопастные, шарошечные и алмазные.

ГОСТ 21210—75 предусмотрен выпуск лопастных бурильных головок типа М для бурения в мягких рыхлых породах. Они имеют три лопасти и более.

На практике лопастные головки применяются и для бурения в породах средней твердости. Корпус такой головки отковывают вместе с лопастями. Лопасти затем армируют твердосплавными резцами, которые закрепляют чугунным или латунным припоем. Промежутки между зубками и передние грани лопастей покрывают зерненым твердым сплавом.

Иногда лопасти делают разновысокими, и в этом случае короткие наружные лопасти предназначены для калибрования ствола скважины.

Для обработки керна нередко внутреннюю поверхность также армируют твердосплавными резцами. В корпусе создают каналы, по которым промывочная жидкость отводится от керна и направляется к забою.

В слабосвязных мягких породах лопастные головки работают достаточно стабильно, без толчков и ударов и этим создают благоприятные условия для сохранения керна в период его выбуривания.

Шарошечные бурильные головки можно применять для бурения в породах с различными физико-механическими свойствами. В соответствии с ГОСТ 21210—75 предусмотрены следующие типы шарошечных долот: МСЗ — для мягких пород с пропластками пород средней твердости, СЗ — для пород средней твердости, СТ — для пород средней твердости с пропластками твердых пород, ТЗ — для твердых пород; ТКЗ — для твердых абразивных пород с пропластками крепких.

Шарошечная бурильная головка имеет сварной корпус с резьбовой головкой.

В породах средней твердости и твердых шарошечные головки, как правило, имеют неоспоримые преимущества по скоростям углубления, однако при их работе на забое возникают значительные вибрационные нагрузки, которые могут неблагоприятно сказываться на сохранности керна.

Алмазные бурильные головки рекомендуется применять при бурении с отбором керна на больших глубинах в породах средней твердости и твердых. Нежелательно их использование в трещиноватых породах.

Алмазная бурильная головка состоит из стального корпуса с резьбой и матрицы, оснащенной алмазами. Для предохранения керна от размывающего действия потока промывочной жидкости корпус имеет внутренние каналы, по которым жидкость направляется к забою. Для удаления шлама с забоя и охлаждения торцовая часть матрицы разделена на секторы, между которыми остаются проходы для промывочной жидкости. По форме каналов различают бурильные головки радиальные и спиральные.

Алмазные бурильные головки обеспечивают большие проходки за рейс. При правильном использовании они работают спокойно, вибрации, если и возникают, то имеют ограниченную амплитуду и поэтому не оказывают отрицательного влияния на сохранность керна.

Стандартом предусматривается также производство бурильных головок, оснащенных резцами из материала славутич.

3. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

3.1. НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Под термином бурильная колонна принято понимать непрерывную многозвенную систему инструментов между вертлюгом на поверхности и долотом на забое скважины. В последнее время в состав бурильной колонны включают также долото и забойный двигатель и выделяют колонну бурильных труб как часть бурильной колонны, состоящую из бурильных труб.

Бурильная колонна — неотъемлемая необходимая часть технического оснащения вращательного бурения. Она служит для передачи мощности от поверхностного привода к долоту и сообщения ему вращательного движения, создания нагрузки на долото, выполнения спуско-подъемных операций, формирования канала, позволяющего подавать циркуляционный агент к забою, восприятия реактивного момента при работе забойного двигателя, проведения скважинных исследований и выполнения различного рода работ по ликвидации аварий в скважине (освобождение и извлечение прихваченного инструмента, подъем оставшихся на забое металлических предметов и т. д.). Бурильную колонну используют при секционном спуске обсадных колонн. В этот перечень могут входить еще и специфические функции, зависящие от способа бурения и состояния ствола скважины. Так, при бурении с электробуром бурильная колонна служит каналом, в котором закрепляют кабельный токоподвод; при некоторых способах гидравлического транспортирования керна по бурильной колонне его поднимают на поверхность и т. д.

В многозвенной конструкции бурильной колонны выделяют основные и вспомогательные элементы (инструменты). К основным (рис. 3.1) относят ведущую трубу, бурильные трубы с присоединительными замками, утяжеленные бурильные трубы (УБТ). Вспо-

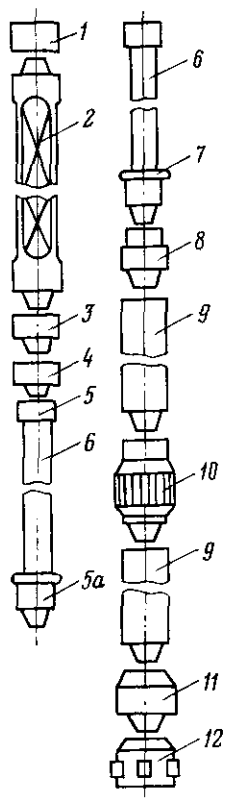


Рис. 3.1. Конструкция бурильной колонны:

1, 3 — соответственно верхний и нижний переводники ведущей трубы; *2* — ведущая труба; *4* — предохранительный переводник ведущей трубы; *5, 5а* — соответственно муфта и ниппель замка бурильной трубы; *6* — бурильные трубы; *7* — протектор; *8* — переводник на утяжеленные бурильные трубы (УБТ); *9* — УБТ; *10* — центратор; *11* — наддолотный амортизатор; *12* — калибратор

могательные элементы — это переводники различного назначения, протекторы, центраторы, стабилизаторы, калибраторы, наддолотные амортизаторы.

Вспомогательными являются элементы технологической оснастки бурильной колонны (например, перепускные и обратные клапаны, предохранительные переводники, шламометаллоуловители и др.).

В случае применения забойного двигателя его присоединяют к нижнему концу бурильной колонны.

3.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Ведущая труба

Ведущую трубу устанавливают на верхнем конце бурильной колонны для передачи мощности вращательного движения от ротора буровой установки на бурильную колонну. От бурильных труб она отличается своими продольными наружными гранями. В поперечном сечении ведущая труба имеет форму квадрата или шестиугольника с внутренним круглым отверстием. Шестигранные (гексагональные) ведущие трубы более сбалансированы, чем квадратные, поэтому их рекомендуют при повышенных частотах вращения ротора.

Преимущественно применяют ведущие трубы квадратного сечения (отсюда название ведущей трубы — квадрат). Ведущие трубы изготавливают по ТУ 14-3-126—73 «Штанги бурильные квадратные». Ниже приведены основные размеры ведущих труб.

Размер сторон квадрата, мм	112×112	140×140	155×155
Диаметр внутреннего канала, мм	74	85	100
Длина рабочей части трубы, м	$13_{-2,5}$	$14^{+2,5}$	$14^{+2,5}$

Размер и длину ведущей трубы подбирают в зависимости от типа буровой установки, но всегда длина ее рабочей части превышает длину бурильной трубы.

На концах ведущей трубы нарезают треугольную трубную резьбу по ГОСТ 631—75: на верхнем конце — левую, на нижнем — правую. На резьбовые концы навинчивают переводники: на верхний конец — муфтовый переводник ПВ с левой резьбой, на нижний — муфтово-ниппельный ПН с правой резьбой. С бурильными трубами ведущая труба соединяется через предохранительный переводник.

Для изготовления ведущих труб используют стали групп прочности Д и К. Переводники изготовляют из стали марки 40ХН ($\sigma_т = 580$ МПа) или стали марки 45 ($\sigma_т = 450$ МПа).

Под шифром ТВКП (труба ведущая с коническим пояском) по ТУ 39-01-04-392—78 выпускают ведущие трубы с коническим стабилизирующим пояском в резьбовом соединении.

Бурильные трубы

Бурильные трубы составляют основную часть бурильной колонны. Они обеспечивают протяженность бурильной колонны как непрерывной системы для регулирования нагрузки на долото, подвода к нему мощности и подачи циркуляционного агента к забою.

В глубоком бурении применяют бурильные трубы стальные и легкосплавные.

В СССР выпускают стальные бурильные трубы двух сортаментов: нефтяного сортамента по ГОСТ 631—75 для бурения глубоких скважин на нефть и газ и геологоразведочного сортамента по ГОСТ 7909—56 для колонкового бурения.

По ГОСТ 631—75 производятся горячекатаные бесшовные бурильные трубы с номинальными диаметрами 60, 73, 89, 102, 114, 127 и 140 мм. Толщина стенок труб от 7 до 11 мм, причем диапазон варьирования толщины стенок зависит от номинального диаметра труб. Внутренний диаметр труб одного номинального размера изменяется в зависимости от толщины стенки.

Длина труб номинального диаметра от 60 до 102 мм — 6; 8 и 11,5 м, трубы диаметром 114 мм и выше имеют длину 11,5 м, но в партии труб допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % — длиной 6 м.

Материалом для изготовления труб служит сталь групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р, Т. Ниже приведены механические свойства сталей.

Группа прочности стали	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Предел текучести при растяжении $\sigma_т$, МПа	380	500	550	650	750	900	1000
Предел прочности при растяжении $\sigma_р$, МПа	650	700	750	800	900	1000	1100

ГОСТ не нормирует состав сталей, но в то же время лимитирует содержание вредных примесей, в частности серы и фосфора (до 0,045 %).

Бурильные трубы соединяются в колонну муфтами или замками на резьбе. Резьбу нарезают на обоих концах каждой трубы,

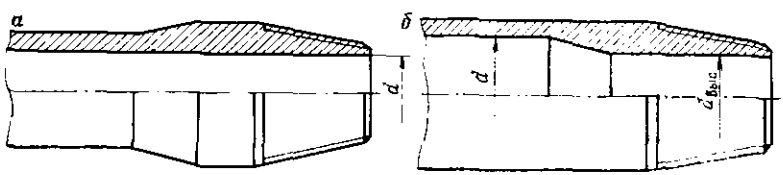


Рис. 3.2. Конструкции высаженного конца бурильной трубы

Таблица 3.1. Типы бурильных труб и соединительных замков

Тип трубы	Характеристика труб по высаженным концам и соединительной резьбе	Тип замка к бурильным трубам
ТБВ	Высадка внутрь, резьба треугольная	ЗН, ЗШ
ТБН	Высадка наружу, резьба треугольная	ЗШ, ЗУ
ТБВК	Высадка внутрь, резьба трапецеидальная, соединение упорное с коническим стабилизирующим пояском	ЗШК, ЗУК
ТБНК	Высадка наружу, резьба трапецеидальная, соединение упорное с коническим стабилизирующим пояском	ЗШК, ЗУК

в местах нарезки концы труб упрочняют высадкой. Высадка концов может быть наружной (рис. 3.2, *а*) и внутренней (рис. 3.2, *б*). В зависимости от высадки и типа резьбы бурильные трубы подразделяются на четыре типа (табл. 3.1).

На концах бурильных труб нарезают трубную конусную резьбу треугольного или трапецеидального профиля. Треугольная резьба имеет шаг 3,175 мм. Угол при вершине профиля резьбы 60°. Полная конусность резьбы $2\,\mathrm{tg}\,\varphi = 1 : 16$, где $\varphi = 1°47'24''$. Треугольная резьба отличается рядом существенных недостатков: в резьбовом соединении создаются опасные концентрации напряжений; по свинченному резьбовому соединению в трубе возникают высокие давления сжатия; резьбовое соединение имеет недостаточную герметичность (из-за непрерывного канала по вершинам витков резьбы).

Трубная трапецеидальная резьба ТТ в значительной степени устраняет отмеченные выше недостатки. Ее шаг равен 5,08 мм, полная конусность $2\,\mathrm{tg}\,\varphi = 1 : 32$, где $\varphi = 0°53'42''$. Резьба ТТ отличается двумя важными усовершенствованиями: она представляет собой упорную резьбу, т. е. в соединенном состоянии торец трубы упирается в тело детали замка; кроме того, сочленение конца трубы с деталью замка происходит с натягом по конусной поверхности стабилизирующего пояска. Эти усовершенствования способствуют повышению прочности и герметичности резьбового соединения.

Соединительные замки к бурильным трубам выпускаются в соответствии с ГОСТ 5286—75. Замок состоит из двух частей: ниппеля (рис. 3.3, *а*) и муфты (рис. 3.3, *б*). Каждая деталь замка имеет с одной стороны трубную резьбу для соединения с бурильной трубой (причем на верхнем конце трубы должна быть муфта, на нижнем — ниппель), а с другой стороны — замковую крупную треугольную резьбу с шагом 5,08 или 6,35 мм и с конусностью 1 : 4 или 1 : 6. Замковая резьба обозначается буквой «З», следующее за ней число показывает диаметр большого основания конуса резьбы в мм (например, резьба З-133 у замка ЗУ-155).

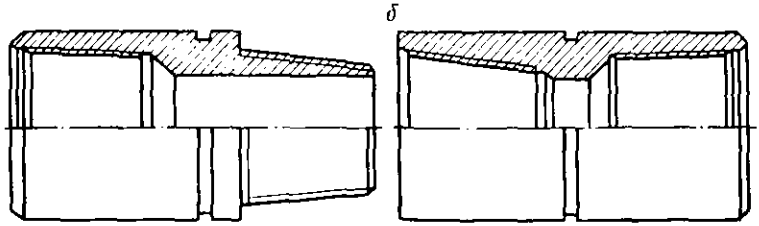


Рис. 3.3. Соединительный замок

С трубами ТБВ и ТБН применяют соединительные замки типов ЗН, ЗШ и ЗУ. Они различаются между собой диаметром внутреннего проходного канала, наружным диаметром и размерами резьбы. У замка ЗН (нормальный) диаметр проходного канала значительно меньше внутреннего диаметра высаженной части бурильной трубы, у замка ЗШ (широкий) размеры диаметров канала и высаженной части трубы сближаются. Замки ЗН и ЗШ используют преимущественно на трубах с высаженными внутрь концами, замки ЗУ — на трубах с высадкой наружу.

Для соединения бурильных труб ТБВК и ТБНК применяют замки ЗШК (с широким проходным каналом) и ЗУК (с увеличенным проходным каналом). Их замковая резьба имеет шаг 6,35 мм и конусность $2\,\mathrm{tg}\,\varphi = 1 : 6$.

На бурильные трубы замки навинчивают в разогретом состоянии от руки. Замки нагревают в индукционных (иногда, в муфельных) печах. Температура разогрева замков ЗН, ЗШ и ЗУ равна 380—430 °С, замков ЗШК и ЗУК — 400—450 °С. При охлаждении навинченного замка резьба трубы обжимается и создается плотное соединение.

Большое распространение получили бурильные трубы с приваренными соединительными концами.

Трубы этого типа выпускаются в соответствии с ТУ 14-3-577—77 под шифром ТБПВ, где индекс «П» обозначает приваренный соединительный конец, «В» указывает, что трубы имеют высадку. У этих труб элементы замка соединяются с трубой стыковой сваркой после предварительного нагрева. Прочность стыкового шва после нормализации не уступает прочности самой трубы.

Трубы ТБПВ изготовляют с номинальным наружным диаметром 73, 89, 114, 127 и 146 мм; освоено изготовление труб ТБПВ из сталей групп прочности Д, К, Е.

Преимущества труб ТБПВ состоят в том, что при их использовании сокращается количество резьбовых соединений в бурильной колонне, повышается усталостная прочность и герметичность соединения. Отмечается также некоторое снижение стоимости изготовления этих труб по сравнению с ТБВК и ТБНК.

Разработаны и под шифром ТБПК начинается выпуск труб, у которых элементы замка приварены к концу трубы, имеющему комбинированную высадку наружу и внутрь.

Большое значение в последние годы имеют работы по освоению технологии производства специальных труб, пригодных для бурения в условиях агрессивных сред по содержанию H_2S и CO_2. По ТУ 14-3-986—81 изготовляют трубы ТБВК 127×9 из стали 28Х2МФБД, стойкой к агрессивной среде.

Для облегчения бурильной колонны в СССР производят легкосплавные бурильные трубы. Под названием ЛБТ изготовляют трубы из сплава Д16, состоящего из алюминия, меди и магния. Плотность сплава Д16 2780 кг/м^3, предел текучести 330 МПа при температуре 20 °С. С повышением температуры сверх 150 °С показатели механической прочности заметно снижаются. Трубы ЛБТ выпускают диаметрами 114, 129 и 147 мм. Между собой трубы соединяются облегченными стальными замками.

Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) предназначены для повышения жесткости бурильной колонны в сжатой ее части и увеличения веса компоновки, создающей нагрузку на долото. Утяжеленные бурильные трубы имеют массивные утолщенные стенки и составляют основную и весьма ответственную часть компоновки низа бурильной колонны (КНБК). К утяжеленным трубам предъявляются повышенные требования по прямолинейности, соосности и сбалансированности.

В бурении используют УБТ трех типов: горячекатаные УБТ из сталей групп прочности Д и К, сбалансированные УБТС-1 из стали марки 40ХН2МА ($\sigma_т$=650 МПа) с термообработкой по всей длине, сбалансированные УБТС-2 с термообработкой концов трубы.

Основную массу выпуска представляют горячекатаные УБТ. Их диаметры — 146, 178, 203, 219 и 245 мм. Поставляются также бесшовные горячедеформированные трубы диаметрами 73, 89 и 108 мм с высаженными концами. Они изготовляются из стали марки 36Г2С ($\sigma_т$=500 МПа).

Серийно выпускаемые УБТ имеют замковую резьбу по ГОСТ 5286—75 и соединяются непосредственно труба в трубу. На верхнем конце трубы имеется муфтовая резьба, на нижнем — ниппельная. В комплект утяжеленного низа обычно включают одну наддолотную трубу с муфтовыми резьбами на обоих концах; в этом случае нижним концом она непосредственно соединяется с резьбовой головкой долота.

Трубы УБТС-1 и УБТС-2 поставляются в ограниченном количестве. Они отличаются более высокой точностью изготовления:

внутренний канал в них высверливают, наружную поверхность обтачивают. Они рекомендуются для роторного бурения.

Во ВНИИБТ разработаны трубы типа УБТС-3 (диаметры 146, 178, 203 и 229 мм) с замковыми соединениями. В них применена трубная трапецеидальная резьба ТТ с коническим пояском и упором.

Кроме указанных выше конструкций, в меньшем объеме на практике применяются УБТ квадратного сечения и спиральные. Благодаря наличию продольных ребер квадратные УБТ по диаметру описанной окружности максимально приближены к диаметру ствола скважины и поэтому способствуют лучшему центрированию низа бурильной колонны в скважине. Для предохранения ребер от интенсивного износа о стенки скважины на них наплавляют твердый сплав — релит.

УБТ со спиральными канавками имеют уменьшенную площадь контакта со стенками скважины по сравнению с гладкими УБТ и в связи с этим снижают опасность прихвата инструмента. Иногда вместо канавок на внешней поверхности УБТ наносят спиральные лыски, что проще, чем протачивание канавок.

Общую длину УБТ в колонне подбирают таким образом, чтобы их суммарный вес в промывочной жидкости на 25 % превышал необходимую нагрузку на долото. Исходя из этого условия, длину УБТ определяют по формуле

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1{,}25P_{\text{д}}}{q_{\text{УБТ}}\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ст}}}\right)g}, \qquad (3.1)$$

где $l_{\text{УБТ}}$ — длина УБТ, м; $P_{\text{д}}$ — нагрузка на долото, Н; $q_{\text{УБТ}}$ — масса 1 м УБТ, кг; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $\rho_{\text{ст}}$ — плотность материала УБТ, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2.

В месте соединения бурильных труб с УБТ соотношение их диаметров должно быть не менее 0,75. Если условие не соблюдается, то во избежание концентрации напряжений включают несколько УБТ меньшего диаметра.

Вспомогательные элементы бурильной колонны

Переводник имеет индивидуальное назначение и служит для соединения в бурильной колонне основных и вспомогательных элементов с резьбой различного профиля, с одноименными резьбовыми концами (резьба ниппельная — ниппельная, муфтовая — муфтовая), для подсоединения забойного двигателя и т. п. Переводники выпускают по ГОСТ 7360—82. По назначению они подразделяются на переходные (П), муфтовые (М) и ниппельные (Н). В переводниках нарезают замковую коническую резьбу по ГОСТ 5286—75.

Протектор предназначен для предохранения бурильных труб и соединительных замков от поверхностного износа, а также обсадной колонны от протирания при перемещении в ней бурильных труб. Обычно применяют протекторы с плотной посадкой, представляющие собой резиновое кольцо, надетое на бурильную колонну над замком. Наружный диаметр протектора превышает диаметр замка.

Центратор представляет собой опорно-центрирующий элемент, который создает промежуточную опору бурильной колонны о стенки скважины для уменьшения прогиба КНБК. Центратор включают в конструкцию утяжеленного низа или между секциями забойного двигателя. Место установки центратора определяют расчетным путем или по заранее рассчитанным таблицам.

Эффективность применения центратора снижается по мере износа его наружной контактной поверхности. Допустимый износ центратора по диаметру не превышает 2—3 мм.

Стабилизатор — опорно-центрирующий элемент для сохранения жесткой соосности бурильной колонны в стволе скважины на протяжении некоторого наиболее ответственного участка. От центратора отличается большим продольным размером (обычно его длина в 20—30 раз превышает диаметр). В качестве стабилизатора используют квадратную ведущую трубу с армированными твердым сплавом ребрами, упругие стабилизаторы типа СУ по ТУ 39-066—74 и т. п. Нередко стабилизатор заменяют компоновкой УБТ с несколькими близко установленными центраторами.

Калибратор — разновидность породоразрушающего инструмента для обработки стенок скважины и сохранения номинального диаметра ствола скважины в случае износа долота. В бурильной колонне калибратор размещают непосредственно над долотом. Он одновременно выполняет роль центратора и улучшает условия работы долота.

По вооружению калибраторы подразделяются на шарошечные, лопастные (твердосплавные) и алмазные.

Наддолотный амортизатор (забойный демпфер) устанавливают в бурильной колонне между долотом и УБТ для гашения высокочастотных колебаний, возникающих при работе долота на забое скважины. Снижение вибрационных нагрузок приводит к увеличению ресурса работы бурильной колонны, повышению стойкости долота и позволяет поддерживать заданный режим бурения.

Демпфирующие устройства классифицируют по энергоемкости и демпфирующей способности. Энергоемкость определяется наибольшим количеством потенциальной энергии, которое способен аккумулировать упругий элемент демпфера. Под демпфирующей способностью понимается доля необратимо поглощенной энергии. Некоторые сорта технической резины за цикл могут поглощать 40—70 % энергии.

По принципу действия и конструкции выделяют демпфирующие

устройства двух типов: амортизаторы-демпферы механического действия, включающие упругие элементы (стальная пружина, резиновые кольца или шары, другие упругие элементы); виброгасители-демпферы гидравлического или гидромеханического действия (поглотители гидравлических ударов, гидроакустические ловушки и др.).

Имеется опыт использования секции ЛБТ, введенной в КНБК, в качестве широкополосного виброгасителя. Для гашения вибраций расстояние от нижнего конца секции до долота должно соответствовать одной трети длины волны.

В состав бурильной колонны могут включаться: шламометаллоуловитель для захвата кусков металла и частиц шлама в призабойной части ствола скважины, вспомогательные элементы для облегчения разъединения бурильной колонны в нижней части в случае аварии, инструменты для выполнения дополнительных видов работ (отбор проб, замеры по траектории скважины, управление траекторией и т. п.).

3.3. УСЛОВИЯ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНЕ

Условия работы бурильной колонны зависят от весьма разнообразных факторов, наиболее существенные из которых следующие:

величина и характер действующих нагрузок; их сочетание определяет сложное напряженное состояние материала труб (некоторые из действующих нагрузок не поддаются определению с достаточной точностью);

наличие мест концентрации напряжений (резьбовое соединение, сочленение различных по жесткости элементов бурильной колонны, например, замка с бурильной трубой, бурильной трубы с УБТ и т. п.);

коррозионное воздействие среды, в которой находится бурильная колонна (pH среды, электрический потенциал, вредные примеси в буровом растворе, температура); коррозионное воздействие влечет ухудшение прочностных показателей материала труб и других элементов бурильной колонны;

абразивное воздействие на бурильную колонну стенок скважины и твердых частиц, находящихся в циркулирующем буровом растворе; оно приводит к износу элементов бурильной колонны и соответственно к изменению их конструктивных размеров, что, в свою очередь, обусловливает рост напряжений при неизменной действующей нагрузке;

возникновение колебательных процессов и резонансных явлений в бурильной колонне.

Величины и характер нагрузок, действующих на колонну, зависят от способа бурения, глубины, траектории и состояния скважины, применяемых режимов бурения, технического состояния

Таблица 3.2. Номенклатура основных нагрузок на бурильную колонну

Вид нагрузки	
Роторное бурение	Бурение с забойным двигателем
Осевая нагрузка растяжения от собственного веса бурильной колонны, подвешенной в скважине, и перепада давления в долоте	
Продольное усилие сжатия в нижней части бурильной колонны, разгруженной на забой	
Осевые динамические (инерционные) нагрузки, возникающие при проведении СПО	
Дополнительные осевые нагрузки, необходимые для преодоления местных сопротивлений и сил трения при подъеме бурильной колонны и для освобождения прихваченного инструмента	
Дополнительные переменные изгибающие нагрузки, возникающие при вращении бурильной колонны	Дополнительная осевая нагрузка растяжения в подвешенной колонне от перепада давления в турбобуре
Крутящий момент, необходимый для вращения инструмента в скважине и подвода мощности к долоту	Реактивный момент, воспринимаемый бурильной колонной при работе забойного двигателя
Изгибающий знакопеременный момент при вращении бурильной колонны в искривленном стволе скважины	Статический изгибающий момент при размещении бурильной колонны в искривленном стволе скважины

наземного оборудования, оснащенности его средствами механизации, автоматизации и контроля, а также от квалификации бурового персонала.

В процессе бурения бурильная колонна подвергается действию статических, динамических и переменных (в том числе циклических) нагрузок. Характер действующих нагрузок и их распределение по колонне в значительной степени определяются способом бурения.

Номенклатура основных нагрузок на бурильную колонну приведена в табл. 3.2.

Кроме того, в процессе бурения возникают крутильные колебания бурильной колонны и по ней проходят упругие волны. Как показано П. В. Балицким, к основным факторам, вызывающим появление упругих волн в колонне, можно отнести перекатывание шарошек долота с одного опорного зубца на другой, работу шарошек на ухабообразном забое и неравномерность подачи жидкости буровыми насосами. Как дополнительные факторы рассматриваются кратковременные перегрузки долота в результате неравномерной подачи бурильной колонны по мере проходки ствола, неоднородность разбуриваемых пород и др. Частота вынужденных колебаний бурильной колонны зависит от источника возмущающей силы: от перекатывания шарошки с зубца на зубец возникают упругие волны с основной частотой порядка 100—150 Гц, от перекатывания по ухабам забоя — с частотой 15—50 Гц, от работы бурового насоса — 0,9—1,0 Гц. Влияние пуль-

сации промывочной жидкости на характер продольных колебаний бурильной колонны отмечается и в трудах А. Е. Сарояна. По его данным, амплитуда продольных низкочастотных колебаний может достигать 5—10 мм.

В результате наложений крутильных колебаний крутящий момент в бурильной колонне становится переменным. По данным забойных измерений, изменение его величины составляет до 15—30 % от среднего значения, а угловая амплитуда колебаний низа бурильной колонны может составлять $\pm(5—10)^\circ$. Основная частота крутильных колебаний равна 5—15 Гц.

Колебательные процессы в бурильной колонне могут быть установившимися или неустановившимися в зависимости от характера возмущающей силы (периодический или случайный).

На амплитуду и частоту колебаний существенно влияет материал, из которого изготовлены бурильные трубы, и демпфирующее воздействие жидкости, заполняющей скважину, и сил трения колонны о стенки скважины. По данным Тюменского индустриального института, при длине колонны 1280—1480 м амплитуда продольных колебаний легкосплавных труб в 2—6 раз меньше, чем стальных в аналогичных условиях.

Когда приступают к выбору бурильных труб и проектированию бурильной колонны для конкретной скважины, из всего многообразия нагрузок выделяют наиболее значительные по величине и наиболее опасные и их принимают за расчетные. Действие остальных, второстепенных нагрузок учитывают поправочными коэффициентами или коэффициентами запаса прочности.

3.4. ПОНЯТИЕ О РАСЧЕТЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Проектирование бурильной колонны имеет целью обоснование расчетным путем наиболее рациональной ее конструкции, соответствующей условиям ее нагружения при бурении скважины и, следовательно, в данных условиях в большей мере отвечающей требованию равнопрочности и наибольшей экономичности. Бурильную колонну рассчитывают в соответствии с инструкцией по расчету, исходя из размеров и характеристик бурильных труб по ГОСТ 631—75 и техническим условиям.

На основе расчетов разрабатывают бурильную колонну одной из следующих конструкций: односекционную, одноступенчатую многосекционную, многоступенчатую (комбинированную). Односекционная колонна состоит из одной секции, которая включает бурильные трубы, однородные по номинальному (наружному) диаметру, толщине стенки и группе прочности стали. Такую колонну применяют в скважинах сравнительно малой глубины. Одноступенчатая многосекционная колонна при неизменном номинальном диаметре включает в себя секции из труб с разными показателями прочности (за счет варьирования материалом или

толщиной стенки). Каждая секция комплектуется из труб, аналогичных по толщине стенки и группе прочности. Многосекционные колонны могут включать секции легкосплавных и стальных труб.

Многоступенчатая (комбинированная) бурильная колонна состоит из секций, которые различаются не только толщиной стенки и характеристиками материала, но и номинальным диаметром. Многоступенчатую колонну обычно применяют при бурении глубоких и сверхглубоких скважин, верхние секции тогда комплектуют из бурильных труб большего номинального диаметра, чем нижние.

В некоторых случаях, когда в наличии имеется ограниченная номенклатура бурильных труб, можно выполнять проверочный расчет, позволяющий выяснить, пригодны ли имеющиеся трубы для комплектования бурильной колонны.

В расчете бурильной колонны, как и при проектировании любой конструкции, используют: расчетные нагрузки, действующие на бурильную колонну, с учетом их характера; показатели механической прочности бурильных труб и их соединительных элементов, т. е. предельные нагрузки, которые бурильные трубы и их соединения могут выдерживать без появления пластических деформаций и без нарушения целостности; принятые коэффициенты запаса прочности.

Показатели прочности бурильных труб рассчитаны на основании их геометрических размеров и показателей прочности материала по ГОСТ 631—75 и техническим условиям и приведены в соответствующих справочных таблицах.

Рекомендуемые коэффициенты запаса прочности разработаны на основе обобщения опыта использования бурильных колонн в различных условиях (в скобках приведены величины для осложненных условий).

Рекомендуемые коэффициенты запаса прочности при расчете колонны на растяжение

Способ бурения	С забойным двигателем	Роторный
Вертикальная	1,30 (1,35)	1,40 (1,45)
Наклонно направленная	1,35 (1,40)	1,45 (1,50)

Рекомендуемые коэффициенты запаса прочности при различных видах нагружения

Знакопеременное нагружение (расчет на усталостную прочность)	1,5
Внутреннее или наружное избыточное давление	1,15
Совместное действие напряжений растяжения и изгиба (применительно к условиям морского бурения):	
при турбинном бурении	1,35
при роторном бурении	1,45
Работа стальных труб в клиновом захвате:	
при $\sigma_т < 650$ МПа	1,1
при $\sigma_т \geqslant 650$ МПа	1,15

Расчет и разработка конструкции бурильной колонны начинается с выбора диаметра бурильных труб и УБТ и обоснования комплектации КНБК. Этот этап проектирования обязателен для любого способа бурения.

Диаметр бурильных труб и УБТ выбирают на основе рекомендуемых соотношений размеров долот, бурильных труб и УБТ с учетом диаметра обсадной колонны, под которую ведется бурение, а также норм по соблюдению диаметров в сочетании УБТ—БТ и турбобур — БТ. По инструкции требуется, чтобы жесткость наддолотного участка УБТ была не ниже жесткости обсадной колонны, которую затем предстоит спустить в проходимый интервал. В этом случае обеспечивается надлежащая обработка ствола и подготовка к спуску обсадной колонны.

При выборе УБТ следуют некоторым общим рекомендациям:

чтобы избежать опасной концентрации напряжений в месте соединения БТ с УБТ, отношение наружных диаметров бурильных труб и УБТ должно быть не менее 0,75; при меньшей величине соотношения над КНБК включают одну или несколько секций УБТ меньшего диаметра;

отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно быть равным 0,75—0,85 для долот с $D<295{,}3$ мм и 0,65—0,75 для долот с $D\geqslant295{,}3$ мм;

при комплектовании УБТ в сочетании с забойным двигателем диаметр УБТ нижней секции не должен превышать диаметра забойного двигателя.

Разработка КНБК сводится к определению длины УБТ, достаточной для создания необходимой нагрузки на долото, и к обоснованию конструкции КНБК, позволяющей соблюдать заданную траекторию скважины. Вопрос проектирования КНБК для бурения наклонно направленной скважины рассмотрен в гл. 8. После разработки КНБК приступают к выбору бурильных труб для комплектования секций и расчету длин секций.

Для бурения с забойным двигателем бурильную колонну рассчитывают, исходя из следующих принципиальных положений:

в вертикальной скважине за расчетное принимают подвешенное состояние колонны с работающим забойным двигателем (наличие циркуляции бурового раствора);

колонну рассчитывают на статическую нагрузку от продольного усилия растяжения, возникающего от суммарного действия веса турбобура и элементов бурильной колонны, расположенных ниже рассматриваемого сечения, и перепада давления в турбобуре и долоте;

в искривленной скважине принимают схему нагружения от натяжения бурильной колонны при ее перемещении вверх с учетом дополнительных нагрузок от изгиба в искривленном стволе и действия сил трения;

секции труб рассчитывают, начиная с нижней.

Нижнюю секцию, наиболее сильно подверженную действию переменных нагрузок, как при бурении с забойными двигателями, так и для роторного способа рекомендуется комплектовать из труб группы прочности Д с наибольшей толщиной стенки, так как они лучше приспособлены к таким условиям. Длину нижней секции рекомендуется принимать в диапазоне 250—300 м.

По расчету бурильной колонны для наклонно направленной скважины принято две схемы: с учетом искривления скважины и без учета ее искривления.

После выполнения расчетов по обеим схемам принимают результаты по той из них, по которой колонна оказалась более нагруженной.

При интенсивности набора зенитного угла не более 0,5° на 10 м допускается расчет колонны без учета влияния искривления.

Как было сказано выше, за расчетную принимается статическая продольная нагрузка растяжения. В вертикально подвешенной колонне ее определяют по формуле

$$Q_р = (G_т + q_0 l_0 + q_1 l_1 + q_2 l_2 + \ . \ . \ . \ ) \times$$
$$\times \left(1 - \frac{\rho_ж}{\rho_{ст}}\right) g + (p_д + p_т) F_т, \qquad (3.2)$$

где $Q_р$ — растягивающая нагрузка, Н; $G_т$ — масса турбобура, кг; q_0 — масса 1 м УБТ, кг/м; l_0 — длина УБТ, м; q_1, q_2, ... — масса 1 м бурильных труб соответственно первой секции, второй и т. д., кг/м; l_1, l_2, ... — длина первой секции, второй и т. д., м; $p_д$, $p_т$ — потери давления в долоте и турбобуре, Па; $F_т$ — площадь поперечного сечения проходного канала верхнего переводника турбобура (можно принять площадь сечения проходного канала бурильной трубы первой секции), м².

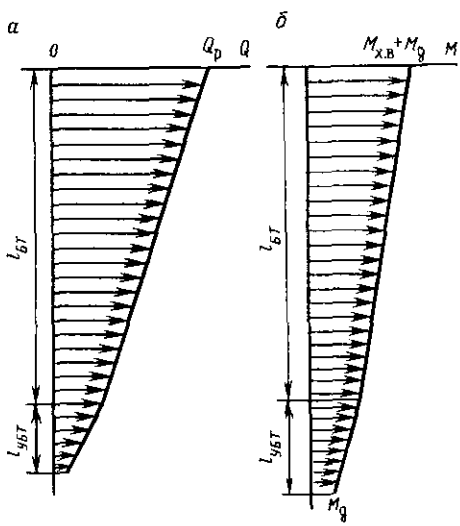


Рис. 3.4. Эпюры нагружения бурильной колонны

Продольная нагрузка растяжения возрастает от забоя к поверхности, как показано на эпюре (рис. 3.4, *а*), достигая максимума у устья скважины. В связи с этим по мере приближения к устью секции приходится комплектовать из более прочных труб.

Длину каждой секции (кроме первой) рассчитывают на основе условия,

что в самом верхнем сечении этой секции нагрузка растяжения не должна превосходить допустимого значения. Допустимую нагрузку определяют по отношению $Q_{доп}=Q_{пр}/k_{зап}$, где $Q_{пр}$ — предельная нагрузка, соответствующая пределу текучести в теле трубы; $k_{зап}$ — коэффициент запаса.

Расчетная формула для определения длины i-й секции имеет вид

$$l_i=\frac{Q_{доп\,i}-1{,}15\left(G_т+q_0l_0+\sum\limits_{1}^{i=1}q_nl_n\right)\left(1-\frac{\rho_ж}{\rho_{ст}}\right)g-(p_д+p_т)F_т}{q_ig\left(1-\frac{\rho_ж}{\rho_{ст}}\right)}, \tag{3.3}$$

где q_i — масса 1 м труб i-й секции.

Длину последней (самой верхней) секции корректируют по формуле

$$l_m=H-(l_т+l_0+l_1+l_2+\ .\ .\ .\ +l_{m-1}), \tag{3.4}$$

где H — глубина скважины, м; $l_т$ — длина турбобура, м.

Дополнительную нагрузку от изгиба на участке искривления скважины определяют по напряжению

$$\sigma_{изг}=EI/RW_x, \tag{3.5}$$

где R — радиус кривизны рассматриваемого искривленного участка скважины, м; W_x — осевой момент сопротивления сечения трубы, м^3.

Для расчета дополнительной нагрузки от трения между бурильной колонной и стенками скважины в искривленном стволе нужно воспользоваться формулами, приведенными в инструкции по расчету бурильной колонны.

В роторном бурении бурильная колонна находится в более тяжелых условиях, чем при работе с забойным двигателем. Колонна подвергается совместному воздействию продольной нагрузки растяжения (рис. 3.4, *а*) и крутящего момента (рис. 3.4, *б*), которые возрастают по мере удаления от забоя; при этом повышается роль *динамических и переменных нагрузок.*

Бурильную колонну рассчитывают на статическое нагружение от совместного действия нормальных σ и касательных τ напряжений.

Нормальные напряжения в колонне рассчитывают в зависимости от веса части колонны ниже рассматриваемого сечения с учетом действия перепада давления по формуле

$$\sigma=\frac{Q_р}{F}=\frac{(q_0l_0+q_1l_1+q_2l_2+\ .\ .\ .\ +q_il_i)\left(1-\frac{\rho_ж}{\rho_{ст}}\right)g+p_дF_к}{F_i}, \tag{3.6}$$

где F_i, $F_к$ — площади поперечного сечения тела трубы i-й секции и проходного канала трубы 1-й секции, м^2.

Для определения касательного напряжения рассчитывают:

1) мощность на долоте (в Вт)

$$N_д = 0{,}1cnD_д^{0,4}P_д^{1,3}, \tag{3.7}$$

где c — коэффициент, зависящий от твердости горных пород (для мягких он равен 6,2, средней твердости — 5,5, твердых — 4,4); n — частота вращения, мин$^{-1}$; $D_д$ — диаметр долота, м; $P_д$ — нагрузка на долото, кН;

2) мощность на холостое вращение бурильной колонны (в Вт) (или нижней ее части до рассматриваемого сечения)

$$N_{х.в} = 13{,}5 \cdot 10^{-4}(l_0d_0^2 + l_1d_1^2 + l_2d_2^2 + \ . \ . \ . \ )\, n^{1,5}D_д^{0,5}\rho_ж, \tag{3.8}$$

где $\rho_ж$ — плотность бурового раствора, кг/м^3;

3) крутящий момент (в Н·м)

$$M_{кр} = \frac{N_д + N_{х.в}}{\omega},$$

где ω — угловая скорость ($\omega = \pi n/30$).

Касательное напряжение

$$\tau = M_{кр}/W_р.$$

Результирующее напряжение от совместного действия растяжения и кручения в соответствии с 4-й (энергетической) теорией прочности рассчитывают по формуле $\sigma_\Sigma = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}$.

Полученное результирующее напряжение сопоставляют с допустимой величиной $\sigma_{доп} = \sigma_т/k_{зап}$, где $\sigma_т$ — предел текучести материала рассчитываемой секции труб.

Для упрощения расчетов допускается определение результирующего напряжения по нормальному $\sigma_\Sigma = k\sigma$, где $k = 1{,}04$ в случае вертикальной скважины и $k = 1{,}08$ — наклонно направленной.

Введение коэффициента k позволяет рассчитать длину секций по тем же формулам, что приводились для бурения с забойным двигателем, только допустимую нагрузку вычисляют с учетом коэффициента k:

$$Q_{доп} = Q_{пр}/kn_{зап}. \tag{3.9}$$

Рассчитывая колонну для наклонно направленной скважины, принимают во внимание ее нагружение в состоянии перемещения вверх с учетом натяжения, изгиба и кручения и суммарное напряжение определяют по формуле

$$\sigma_\Sigma = 1{,}08\sigma + \sigma_и. \tag{3.10}$$

Так как при роторном бурении на надежность колонны влияют переменные нагрузки, необходимо проверять на усталостную прочность трубы нижней секции, а при необходимости и трубы на стыках секций. Проверка на усталостную прочность сводится

к определению коэффициента запаса прочности и сравнению расчетной его величины с рекомендуемой.

Коэффициент запаса прочности вычисляют по формуле

$$n = \frac{\sigma_{-1} - \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_p}\sigma}{\sigma_a + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_p}\sigma_m}, \qquad (3.11)$$

где σ_{-1} — предел усталостной прочности на изгиб при симметричном цикле; σ_p — предел прочности на растяжение; σ — нормальное напряжение растяжения; σ_a и σ_m — переменная и постоянная составляющие напряжения при изгибе трубы, $\sigma_m = (\pi^2 EIf)/(L^2 W_x)$ (f — стрела прогиба трубы в скважине, L — длина полуволны изогнутой оси трубы); $\sigma_a = 0{,}5\ \sigma_m$.

Если n оказывается ниже рекомендованной величины, необходимо подобрать трубы с большей толщиной стенки или принять тип соединения с замками большего наружного диаметра.

3.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Бурильная колонна работает в сложных, тяжелых условиях и ее состоянием во многом определяется эффективность использования рабочего времени на протяжении каждого рейса. Состояние бурильной колонны и надежность ее работы зависят от соблюдения правил ее эксплуатации. Они регламентированы инструкциями и «Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях». Основные требования по рациональному использованию бурильных труб и УБТ сводятся к следующему:

соблюдение рекомендованных соотношений между номинальным диаметром бурильных труб, УБТ и диаметром ствола скважины (табл. 3.3);

использование утяжеленного низа из УБТ в количестве, достаточном для создания нагрузки на долото только за счет веса УБТ и разгрузки бурильных труб от продольных сжимающих усилий;

использование спиральных и квадратных УБТ в случае повышенных требований к стабилизации низа бурильной колонны;

соблюдение условий, позволяющих избежать частот вращения, которые могут приводить к резонансному усилению колебательных процессов в бурильной колонне;

систематический контроль износа бурильных труб и замков к ним, УБТ и переводников и их резьбовых концов;

учет работы бурильных труб и своевременное заполнение паспортов на комплекты труб;

своевременная выбраковка бурильных труб, имеющих чрезмерный износ или недопустимую стрелу прогиба.

Таблица 3.3. Рекомендуемые диаметры бурильных труб и УБТ в зависимости от диаметров долот

Диаметр, мм		Диаметр бурильных труб, мм	
долота	УБТ	стальных	легкосплавных
139,7—146,0	114, 108	73	—
149,2—158,7	121—133, 114—121	73,89	73, 93
165,1—171,4	133—146, 121—133	89	93
183,7—200,0	159, 146	114	129
212,7—228,6	178, 159	127, 140	129, 147
244,5—250,8	203—178	127, 140	129, 147
269,9	229, 203	140	147
295,3	245, 219	140	147
320	245, 229	140	—
349,2	254, 229	140	—
≥374,6	273, 254	140	—

Во время контроля бурильные трубы необходимо опрессовывать и проверять методами дефектоскопии и толщинометрии согласно действующей инструкции и в сроки, установленные для данного района.

Правилами эксплуатации предусматривается рациональное использование бурильной колонны, в том числе бурильных труб, при ее безотказной работе.

Большое значение для надежной работы бурильной колонны имеет соблюдение правил докрепления замковых резьбовых соединений при спуске колонны в скважину. Начальное усилие затяжки резьбового соединения позволяет избежать появления зазоров между соединенными элементами замка под действием нагрузок и переменных напряжений в основании конуса ниппеля замка. Резьбовое соединение затягивают, докрепляя резьбу машинными ключами при регламентированном крутящем моменте.

При выполнении спуско-подъемных операций необходимо проводить контроль состояния резьбы на замках и ее смазку.

В процессе работы в скважине бурильные трубы изнашиваются, и в результате толщина их стенок уменьшается. Износ может быть равномерным по всему периметру трубы или односторонним. Бурильные трубы в зависимости от износа переводятся во II и III классы. Трубы III класса рекомендуется использовать в скважинах глубиной до 2500 м. Толщину стенки трубы контролируют с помощью специальных приборов-толщиномеров.

При осмотре резьбовых соединений необходимо обращать внимание на появление задиров резьбы (особенно после первых двух рейсов с новыми замками), на износ резьбы и появление следов промыва.

Объектом постоянной проверки должна быть прямолинейность труб. Как показывает практика, искривленные бурильные трубы обычно подвергаются более интенсивному износу и являются одной из причин искривления скважин. Кривизну бурильных труб оценивают по величине стрелы прогиба. Стрела прогиба в средней трети трубы не должна превышать 1 : 2000 длины трубы, на концевых участках трубы прогиб не должен быть более 1,3 мм на 1 м длины, а для УБТ — 1 мм на 1 м длины.

После завершения буровых работ на скважине все бурильные трубы проходят всесторонний контроль и непригодные к дальнейшему использованию выбраковываются.

Тщательный систематический контроль состояния бурильных труб и своевременная выбраковка негодных — необходимое условие правильной эксплуатации бурильной колонны, позволяющее значительно сократить случаи поломки бурильной колонны в скважине.

4. ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Одна из функций бурильной колонны при вращательном бурении — передача механической энергии с поверхности от бурового оборудования к породоразрушающему инструменту. При этом часть энергии расходуется на холостое вращение самой бурильной колонны в стволе скважины, и в общем балансе эта доля энергии увеличивается как с ростом глубины скважины, так и, в еще большей степени, с повышением частоты вращения инструмента. Рост частоты вращения приводит также к повышению динамических нагрузок в бурильной колонне, что неблагоприятно сказывается на ее надежности.

Еще в XIX столетии высказывались идеи о том, что породоразрушающий инструмент следовало бы приводить во вращение не с поверхности, а от забойной машины, которая располагалась бы в стволе скважины непосредственно над долотом. Подвод энергии к машине можно осуществлять с поверхности различными способами.

Практическая реализация этих идей была осуществлена в СССР в 1923 г. советским инж. М. А. Капелюшниковым в конструкции первого турбобура.

Забойный двигатель представляет собой скважинную машину, смонтированную в трубчатом корпусе небольшого диаметра и служащую для преобразования подведенной с поверхности энергии в механическую энергию вращательного движения. Она нахо-

дится непосредственно над долотом и присоединяется к нижнему концу бурильной колонны. Последняя, воспринимая реактивный момент от забойного двигателя, сама не вращается или при необходимости эпизодически кратковременно проворачивается с незначительной частотой. Использование забойного двигателя, таким образом, приводит к существенному изменению, облегчению условий работы бурильной колонны в стволе скважины.

К настоящему времени разработано несколько типов забойных двигателей. Все их можно подразделить по виду используемой энергии на следующие классы:

1 — гидравлические забойные двигатели, которые преобразуют гидравлическую энергию потока промывочной жидкости в механическую мощность вращательного движения;

2 — электрические забойные двигатели (электробуры), работающие на электроэнергии.

Забойные машины 1-го класса по принципу действия подразделяются на турбобуры и объемные двигатели.

4.2. ТУРБОБУР

Турбобур — это гидравлическая забойная машина, в которой для преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использована многоступенчатая осевая турбина.

Рабочий элемент турбобура — турбина. Каждая ступень турбины состоит из статора и ротора.

Промывочная жидкость, пройдя между лопатками статора, меняет свое первоначальное направление и разбивается на потоки, направленные под углом к оси машины. Затем жидкость поступает в ротор, лопатки которого в существующих турбобурах, как правило, имеют сечение, соответствующее сечению лопаток статора, но расположены в обратном направлении. Жидкость взаимодействует с лопатками ротора и передает ему часть гидравлической энергии, которая вызывает появление на роторе крутящего момента.

Чтобы уяснить физическую сущность процесса преобразования гидравлической энергии потока в механическую, рассмотрим динамику взаимодействия потока в канале ротора с лопатками. Проанализируем изменение количества движения в потоке при прохождении между лопатками ротора (рис. 4.1).

За малое время Δt выделенный в потоке жидкости объем с границами *1—1* и *2—2* переместится и займет новое положение *1′—1′* и *2′—2′* и количество движения изменится на величину $\Delta m_2\vec{v}_2 - \Delta m_1\vec{v}_1$. Оно должно быть равно импульсу силы, т. е.

$$\Delta m_2\vec{v}_2 - \Delta m_1\vec{v}_1 = F\Delta t. \qquad (4.1)$$

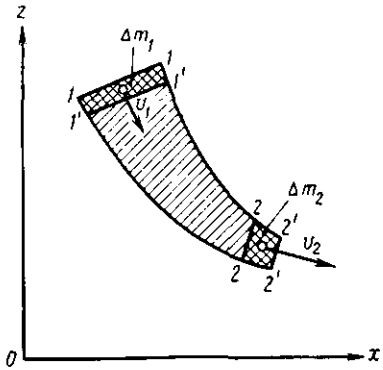


Рис. 4.1. Схема прохождения жидкости между лопатками турбины (z — ось турбобура)

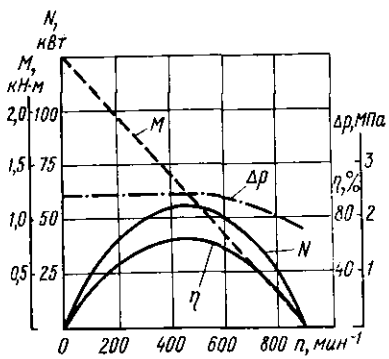


Рис. 4.3. Рабочая характеристика турбины турбобура Т12М3-240

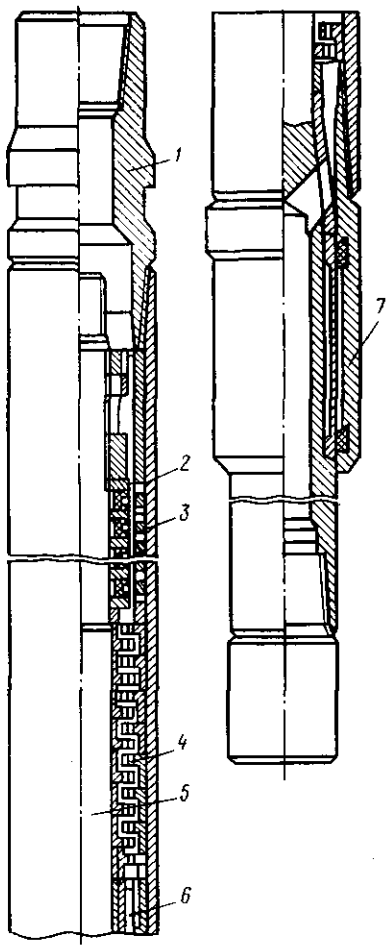


Рис. 4.2. Принципиальная схема односекционного многоступенчатого турбобура

Если известен объемный расход жидкости Q и ее плотность ρ, то

$$\Delta m_1 = \Delta m_2 = Q\rho\Delta t. \tag{4.2}$$

После подстановки (4.2) в выражение (4.1) и преобразования получим

$$F = Q\rho\left(\vec{v}_2 - \vec{v}_1\right). \tag{4.3}$$

Таким образом, изменение количества движения в потоке при прохождении через ротор вызывается силой F, а это означает, что с такой же силой поток действует на турбину. Именно эта сила вызывает появление крутящего момента на роторе. Скоростной напор потока жидкости, возникающий вследствие перепада давления в роторе, является источником механической энергии.

Первый советский турбобур, созданный в 1923 г. советским инж. М. А. Капелюшниковым, имел одноступенчатую турбину. Она вращалась с высокой частотой до 2000—2500 мин$^{-1}$. Для снижения частоты вращения, по предложению Г. А. Любимова, турбина была снабжена трехступенчатым планетарным редуктором, который позволял получить частоту вращения выходного вала порядка 15—30 мин$^{-1}$. Эти турбобуры использовались на промыслах Азербайджана и Чечено-Ингушетии. Несмотря на усовершенствования, одноступенчатый турбобур оставался все еще маломощной машиной и турбинный способ бурения не мог составить конкуренцию получившему тогда распространение роторному способу.

В то же время промышленная эксплуатация турбобура показала и несомненные преимущества турбинного бурения и побудила к развитию работ по совершенствованию самой конструкции турбобура. В 1934 г. была создана экспериментальная контора турбинного бурения, а в 1935—1936 гг. П. П. Шумиловым, Р. А. Иоаннесяном, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом была разработана принципиально новая конструкция турбобура с большим количеством ступеней — многоступенчатый турбобур. Он развивал достаточно высокую мощность и не нуждался в редукторе. Последующая модернизация турбобура была направлена на повышение ресурса его работы, и в первую очередь на повышение стойкости осевой опоры, которая у первых турбобуров не превышала 10—12 ч. В 1937—1939 гг. малонадежная шариковая опора в турбобуре была заменена резинометаллической опорой скольжения, имевшей значительно более высокую стойкость.

В результате многолетних работ по усовершенствованию и доводке конструкции был создан промышленный односекционный многоступенчатый турбобур типа Т12М3, который с 1952 г. поступил в серийное производство. Это был период широкого внедрения турбинного способа в практику проходки скважин на нефть и газ. Если в 1950 г. турбинным способом было пробурено всего 23,7 % общего объема глубокого бурения, то в 1956 г. на долю турбинного бурения приходилось 87,6 % общего объема.

Принципиальная схема односекционного многоступенчатого турбобура представлена на рис. 4.2.

В трубчатом корпусе *2*, который присоединен к колонне бурильных труб посредством переводника *1*, на валу размещены осевая опора *3*, служащая для восприятия осевых нагрузок, и комплект *4* большого количества ступеней турбины (100—120

в турбобуре типа Т12М3). Вал турбобура *5*, сплошной в верхней части и полый ниже пакета турбинок, отцентрирован двумя промежуточными резинометаллическими радиальными опорами *6*. Снизу в корпус ввинчен ниппель *7*, который одновременно выполняет ряд функций: закрепление опорных элементов осевой опоры и статоров в корпусе турбобура, герметизацию зазора между вылом и нижним концом корпуса, центрирование нижнего конца вала.

Промывочная жидкость через переводник *1* поступает внутрь турбобура, проходит через зазор между валом и корпусом, омывает и смазывает опорные элементы резинометаллической верхней опоры, проходит последовательно через все ступени турбины и перед ниппелем по каналам поступает внутрь вала и направляется к долоту и забою скважины.

Выходные параметры турбобура — мощность на валу, крутящий момент, перепад давления в турбобуре — существенно зависят от расхода промывочной жидкости Q и частоты вращения вала машины. Зависимость крутящего момента M, мощности на валу N, перепада давления Δp и коэффициента полезного действия η от частоты вращения n — рабочая характеристика турбины турбобура (рис. 4.3).

Режим работы, соответствующий максимальной мощности на валу турбины при постоянном расходе промывочной жидкости, называется экстремальным.

Поскольку при работе турбобура часть мощности затрачивается на преодоление трения в опорах, а иногда и между статорами и роторами, внешняя характеристика турбобура будет отличаться от рабочей характеристики турбины. Внешняя характеристика турбобура отражает зависимость мощности и крутящего момента от частоты вращения вала турбобура с учетом потерь в опорах. В резинометаллической пяте турбобура Т12М3 потери мощности на преодоление трения могут достигать значительных величин (до 15—20 % энергетического ресурса турбины).

Оценивая эффективность преобразования гидравлической энергии потока в мощность на валу турбобура, следует рассматривать потери энергии трех видов: объемные, гидравлические и механические.

Объемные потери вызваны тем, что не вся промывочная жидкость, поступающая в турбобур, проходит через лопатки турбин; часть ее не участвует в преобразовании энергии. Объемные потери оцениваются объемным к. п. д.

$$\eta_0 = (Q - \Delta Q)/Q, \tag{4.4}$$

где Q — полный расход промывочной жидкости, подаваемой в турбобур; ΔQ — переток промывочной жидкости вне лопаточного аппарата турбины.

Гидравлические потери связаны с несовершенством аппарата самой турбины и характеризуются гидравлическим к.п.д.

$$\eta_г = N_г/N_п, \tag{4.5}$$

где $N_г$ — гидравлическая энергия, преобразованная в механическую мощность; $N_п$ — гидравлическая энергия потока, поступающего на лопатки турбин.

Как было показано выше, часть механической мощности, развиваемой многоступенчатой турбиной, расходуется на преодоление внутренних сопротивлений (трение в пяте, радиальных опорах и т. п.). Эти потери мощности учитываются механическим к.п.д.

$$\eta_м = N_в/N_м, \tag{4.6}$$

где $N_в$ — выходная мощность на валу турбобура; $N_м$ — мощность, развиваемая лопаточным аппаратом турбины.

В целом эффективность преобразования турбобуром гидравлической энергии в мощность на валу характеризуется коэффициентом полезного действия турбобура

$$\eta_т = \eta_о\eta_г\eta_м. \tag{4.7}$$

Коэффициент полезного действия турбобура зависит от его конструкции и режима работы и в наиболее благоприятных условиях достигает 0,5—0,6.

Эксплуатация односекционных многоступенчатых турбобуров типа Т12М3 и ему подобных показала и некоторые их недостатки. Во-первых, с увеличением глубины бурения потребовалось существенно повысить крутящий момент и снизить частоту вращения вала. Во-вторых, герметичность нижнего узла турбобура (ниппеля) была недостаточно надежной и по мере износа резинового уплотнения утечки значительно возрастали. Ниппельные турбобуры вообще оказались непригодными для бурения гидромониторными долотами с большим перепадом давления в них. В-третьих, повышенные частоты вращения вала турбобура (650—800 об/мин) не способствовали рациональному использованию ресурса шарошечных долот.

Для возрастания крутящего момента турбобура необходимо увеличивать число ступеней. Приемлемое конструктивное решение этой проблемы было найдено, когда в 1954—1955 гг. была разработана конструкция секционного турбобура с осевой опорой только в нижней секции (ТС2, ТС3, ТС4). Принятые к серийному производству секционные турбобуры ТС4 могли комплектоваться из двух и трех секций. В дальнейшем конструкторские разработки развивались в направлении создания надежной конструкции трехсекционного турбобура с осевой опорой (пятóй) в нижней части нижней секции.

Для борьбы с утечками в нижней части турбобура (у выхода вала) наиболее рациональным оказалось создание отдельной осевой опоры в виде шпинделя. Так появилась конструкция секционного шпиндельного турбобура 3ТСШ, одного из наиболее распространенных в настоящее время.

Для снижения частоты вращения вала турбобура используются три конструктивных решения.

1. Применение высокоциркулятивных турбин в сочетании с перепускным клапаном. Эти турбины отличаются тем, что перепад давления в них при постоянном расходе уменьшается от режима холостого хода к тормозному. Эта особенность позволяет осуществить переменный поток через турбину с помощью перепускного клапана. Сбрасывание части жидкости через перепускной клапан при повышении давления сверх некоторого предела позволяет ограничить частоту вращения вала турбобура. Снижение перепада давления на турбине с уменьшением частоты вращения вала позволяет увеличить расход через турбины и тем самым повысить крутящий момент на валу. По этому принципу созданы высокомоментные турбобуры серии А (А6Ш, А7Ш, А9Ш и др.).

2. Создание турбобуров серии АГТ с гидродинамическим торможением. Снижение частоты вращения вала достигается использованием решеток гидроторможения. Они поглощают некоторую часть крутящего момента, развиваемого турбиной, причем эта величина тем больше, чем выше частота вращения вала турбобура. Таким образом, можно снизить частоту вращения вала на разгонном режиме, т. е. при холостом вращении. Турбобуры с решетками гидроторможения имеют шифр А6ГТ (диаметр 164 мм), А7ГТ (диаметр 195 мм) и А9ГТ (диаметр 240 мм). Частота вращения вала турбобура при максимальной мощности снижена до 250—300 об/мин.

3. Использование редуктора, снижающего частоту вращения. Существует два принципиально различных исполнения редукторов: маслонаполненный редуктор в герметизированном корпусе и редуктор открытого типа, где передачи работают в среде промывочной жидкости. Наиболее приемлемая схема редуктора — многорядная планетарная передача. Редуктор-вставка РТ-195 конструкции ВНИИБТ и СКТБЭ, представляющий собой двухрядную планетарную передачу в маслозаполненном корпусе, позволил снизить частоту вращения вала турбобура при устойчивой его работе до 130—170 об/мин.

Для расширения области применения турбобура при проводке скважин созданы конструкции турбобуров специального назначения:

колонковое турбодолото (КТД3 и КТД4) для бурения с отбором керна съемной грунтоноской. Грунтоноска размещена в полом валу турбобура и вместе с керном поднимается внутри бурильной колонны с помощью захватного приспособления

(шлипса), подвешенного на конце каната. Колонковые турбодолота типа КТД4 отличаются от предыдущей серии КТД3 увеличенным диаметром керна;

турбинный отклонитель ТО для искривления скважины в некотором интервале включает секцию турбобура и шпиндель, соединенные изогнутым переводником таким образом, что их оси располагаются под углом от 0°30′ до 1°30′. Вращение от вала турбобура к валу шпинделя передается с помощью кулачковой муфты;

агрегат реактивно-турбинного бурения (РТБ). Система РТБ была отработана в 1950—1958 гг. для проводки скважин большого диаметра (от 394 до 2600 мм). Агрегат РТБ включает от двух до четырех турбобуров, соединенных траверсами и расположенных на одном уровне. Для повышения осевой нагрузки на турбобуры навешивают грузы. Каждый турбобур вращает долото. В результате работы шарошечных долот на забое возникает реактивный момент, который вращает весь агрегат вокруг оси скважины в обратную сторону (отсюда название — реактивный). Агрегат можно приводить во вращение также и с поверхности. Если агрегат все время вращается с поверхности ротором, способ бурения называется роторно-турбинным.

В последние годы интенсивно и успешно ведутся работы по усовершенствованию конструкции турбобура со вставным ротором для бурения с раздвижными долотами, которые можно спускать на забой скважины и извлекать через колонну бурильных труб. Для использования таких долот разработана конструкция специального турбобура, у которого корпус присоединен к нижнему концу бурильной колонны, а вал с радиально-аксиальными турбинами может свободно проходить через корпус до тех пор, пока его опорный подшипник не сядет в соответствующее седло. Такой турбобур в сочетании с раздвижным долотом позволяет значительно сократить затраты времени на спуск и подъем инструмента и существенно повысить эффективность бурения глубоких скважин.

4.3. ОБЪЕМНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ

Объемный двигатель представляет собой разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован героторный винтовой механизм (отсюда второе название двигателей этого типа — «винтовой»).

К опытно-конструкторским разработкам объемного двигателя приступили в начале 60-х годов. В 1966—1975 гг. был проведен большой объем исследовательских, конструкторских и технологи-

ческих работ по созданию промышленного типа двигателя, пригодного для бурения скважин. На их основе была разработана конструкция двигателя Д2-172 с наружным диаметром корпуса 172 мм. Созданы также объемные двигатели Д-195, Д-127 и Д-85 с наружными диаметрами корпуса соответственно 195, 127 и 85 мм.

Забойный двигатель типа Д включает две секции: двигательную и шпиндельную. Основная часть двигательной секции — пара статор и ротор.

Статор изготовлен нанесением специальной резины на внутреннюю поверхность стального корпуса. Внутренняя поверхность статора имеет вид многозаходной винтовой линии. В двигателях правого вращения винтовая линия имеет левое направление. У двигателя Д2-172 статор имеет 10 заходов.

Ротор изготовляют из стали в виде многозаходного винта. Количество винтовых линий ротора на одну меньше, чем у статора (у ротора двигателя Д2-172 их девять). Наружную поверхность ротора покрывают износостойким металлом (хромируют). Ротор расположен в статоре с эксцентриситетом e (рис. 4.4).

Вследствие разницы чисел заходов в винтовых линиях статора и ротора их контактирующие поверхности образуют ряд замкнутых полостей — шлюзов между камерами высокого давления у верхнего конца ротора и пониженного давления у нижнего. Свободный ток жидкости через двигатель как бы перекрыт шлюзами, в которых действие давления жидкости приводит к появлению результирующего момента.

Вращающий момент на роторе может быть определен по формуле

$$M = M_0 pDet, \tag{4.8}$$

где M_0 — удельный момент двигателя (безразмерная величина), который тем выше, чем больше заходов у винтовой линии и больше отношение эксцентриситета к радиусу зуба зацепления; p — перепад давления в двигателе; D — расчетный диаметр винтового механизма ($D=2ez$, z — число заходов у статора); e — эксцентриситет винтового механизма; t — шаг ротора.

Для нормальной работы двигателя необходимо соблюдать определенное соотношение между шагом ротора t и статора T:

$$\frac{t}{T} = \frac{z_2}{z_1},$$

где z_2 и z_1 — соответственно число зубьев ротора и статора.

Частота вращения ротора и вала двигателя может определяться по формуле

$$n = n_0 \frac{Q}{e^2 t}, \tag{4.9}$$

где n_0 — удельная частота вращения выходного вала (безразмерная величина); n_0 обратно пропорциональна количеству заходов

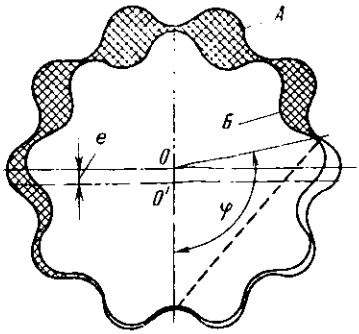


Рис. 4.4. Контуры сечений рабочих поверхностей статора (*А*) и ротора (*Б*) винтового двигателя.

Заштрихованы шлюзовые камеры высокого давления

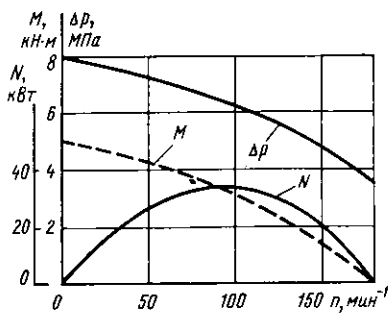


Рис. 4.6. Рабочая характеристика винтового двигателя Д2-172 при $Q = 26$ л/с

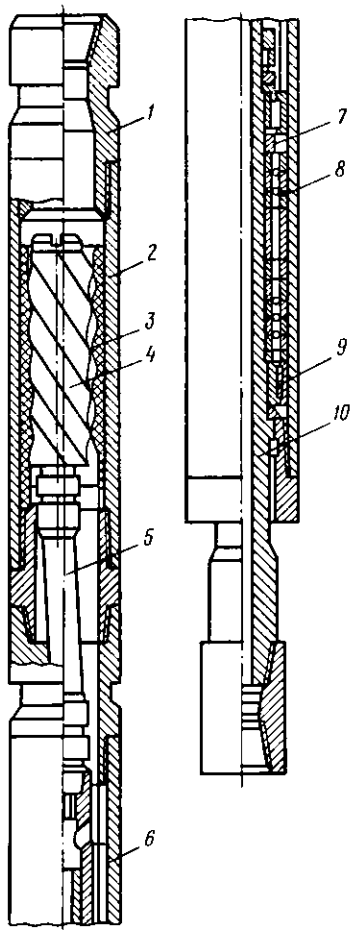


Рис. 4.5. Конструкция винтового двигателя Д2-172:

1 — переводник; *2* — корпус двигательной секции; *3* — статор; *4* — ротор; *5* — карданный вал; *6* — корпус шпинделя; *7* — торцовый сальник; *8* — многорядный радиально-упорный подшипник; *9* — радиальная резинометаллическая опора; *10* — вал шпинделя

винтовой линии ротора z_2. Это позволяет, увеличивая число заходов z_2, получать частоты вращения порядка 100—200 об/мин.

Для уменьшения утечек в двигателе длину ротора делают равной двум шагам винтовой линии.

Конструктивное исполнение двигателя Д2-172 представлено на рис. 4.5.

Поскольку ротор в двигателе перемещается с эксцентриситетом, вращающий момент с ротора на вал шпинделя передается двухшарнирным карданным соединением. Шпиндель имеет осевую многорядную опору, радиальную металлорезиновую опору и сальниковое уплотнение для снижения утечек через опоры шпинделя.

При расходе промывочной жидкости 23—36 л/с и перепаде давления 4—6 МПа двигатель Д2-172М развивает мощность 33—91,9 кВт при частоте вращения вала 115—220 об/мин. На рис. 4.6 представлена характеристика двигателя Д2-172.

Таким образом, объемный двигатель имеет вполне приемлемую для работы породоразрушающего инструмента характеристику, и в первую очередь для шарошечных долот. Он имеет невысокие разгонные частоты и обладает большой нагрузочной способностью.

Наиболее быстро изнашивается рабочая пара двигателя: при работе на воде средняя продолжительность работы пары около 100 ч, на глинистом растворе, по данным отработки в Пермской области,—50—90 ч. По мере износа контактирующих поверхностей статора и ротора характеристика двигателя ухудшается. Поэтому одна из главных проблем — повышение износостойкости статора и ротора.

Одним из возможных путей повышения энергетических параметров объемного двигателя является создание многосекционного варианта.

По своей характеристике объемный винтовой двигатель — весьма перспективная забойная машина и после усовершенствования и повышения ресурса работы, по-видимому, получит широкое применение в глубоком бурении.

4.4. ЭЛЕКТРОБУР

Наряду с гидравлическими машинами разрабатываются и электрические — электробуры. Электробур — это электрическая забойная машина, своеобразный электродвигатель, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра и предназначенный для привода долота на забое скважины.

Современный электробур представляет собой, как правило, асинхронный маслонаполненный двигатель с короткозамкнутым ротором.

Конструкция промышленного электробура была разработана в СССР в 1937—1940 гг. группой инженеров (А. П. Островский, Н. В. Александров, Ф. Н. Фоменко, А. Л. Ильский, Н. Г. Григорян и др.). Последующие опытно-конструкторские работы позволили значительно модернизировать электробур по сравнению с первыми образцами: была создана безредукторная машина, мощность на валу электробура была увеличена в 2—3 раза (от 70 до 120—230 кВт) и наряду с этим уменьшен наружный диаметр. Серийное производство электробуров в СССР налажено с 1956 г.

В СССР до 1960 г. с помощью электробура пройдено около 500 тыс. м скважин на нефть и газ. В настоящее время в ряде районов страны этим способом ежегодно бурят 200—250 тыс. м. Хотя указанный объем многократно уступает объему турбинного бурения в нашей стране, принципиальная схема канализации электрической энергии к забою скважины и использование погружного электрического двигателя для привода долота имеют ряд неоспоримых преимуществ, однако конструктивные трудности, невысокие эксплуатационно-технические показатели и высокая стоимость машины на данном этапе пока сдерживают применение этого вида техники в бурении.

Размерный ряд электробуров предусматривает их выпуск с наружным диаметром корпуса 164, 170, 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Наиболее ходовым является электробур диаметром 170 мм. В обозначении электробура указывается его наружный диаметр и количество полюсов обмотки статора (например, Э215-10). Может добавляться буква «М», означающая модернизированную модель, и «Р» для редукторных турбобуров. Обозначение электродвигателя содержит сведения о наружном диаметре корпуса, общей длине магнитопровода с длиной немагнитопроводных пакетов и о числе полюсов. Например, маркировка МАП1-17-658/6 расшифровывается следующим образом: МАП — мотор асинхронный погружной, 1 — для электробура, 17 — наружный диаметр корпуса в см; 658 — общая длина магнитопровода и немагнитных пакетов статора в см, 6 — число полюсов.

Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслонаполненный двигатель *А* и маслонаполненный шпиндель *Б* на подшипниках качения (рис. 4.7).

В трубном корпусе электробура помещены пакеты магнитопроводной стали статора *6*, они разделены пакетами немагнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора *7* с алюминиевой обмоткой насажены на полом валу двигателя *5*. Ротор располагается в статоре с зазором 0,5—0,6 мм на сторону. Внутренняя полость двигателя заполняется сухим изоляционным маслом. От внешней среды внутренняя полость двигателя изолируется верхним *4* и нижним *8* сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещаются лубрикаторы двигателя *3* и сальника *2*. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня *1* до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются.

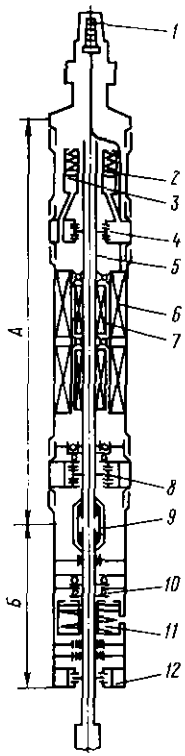
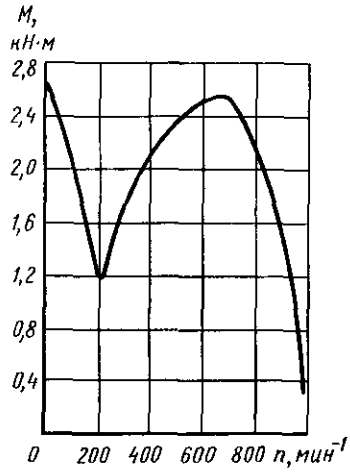


Рис. 4.7. Принципиальная схема электробура

Рис. 4.8. Характеристика двигателя МАП1Д-25-617/10



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

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т. е. диапазон изменения их частоты вращения довольно ограничен. Ее изменение зависит от скольжения ротора относительно поля статора:

$$n = n_п(1 - s), \qquad (4.10)$$

где n — частота вращения ротора двигателя; $n_п$ — частота вращения магнитного поля статора ($n_п = 60\ f/p$, f — частота тока, p — число пар полюсов; двигатели выпускаются 10-, 8- и 6-полюсными); s — скольжение, при номинальной нагрузке скольжение $s = 8 \div 12$ %.

Вращающий момент (в Н·м) асинхронного двигателя электробура может быть подсчитан по формуле

$$M = \frac{m_1 p u_1^2 \dfrac{R_2'}{s}}{2\pi f\left[\left(R_1 + c_1 \dfrac{R_2'}{s}\right) + (x_1 + c_1 x_2')^2\right]}, \qquad (4.11)$$

где m_1 — число фаз обмотки статора; u_1 — напряжение на зажимах двигателя, В; R_2' — приведенное омическое сопротивление статора, Ом; R_1 — омическое сопротивление фазы обмотки статора, Ом; x_1 — индуктивное сопротивление обмотки статора, Ом; x_2' — приведенное индуктивное сопротивление ротора, Ом; c_1 — коэффициент, зависящий от напряжения на клеммах двигателя.

Как следует из формулы (4.11), вращающий момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения на вводе двигателя. Снижение напряжения приводит к заметному падению вращающего момента. В связи с этим необходимо учитывать потери напряжения в токоподводе от поверхности к двигателю, а падение напряжения при кратковременных перегрузках двигателя рекомендуется компенсировать некоторым повышением напряжения на вводе двигателя на 5—10 % против номинального. Номинальное напряжение на клеммах электробуров 1000—1200 В в зависимости от типа двигателя.

Характер зависимости вращающего момента двигателя МАП1Д-25-617/10 от частоты вращения вала двигателя приведен на рис. 4.8.

На графике вращающего момента правая ветвь от точки максимума является областью устойчивой работы (рабочая область), левая — область неустойчивой работы. При запуске двигателя заметно снижается вращающий момент (зона провала) в процессе набора оборотов. В зоне провала вращающий момент может падать до 60 % от номинального. Но так как двигатель запускают с малой нагрузкой, а маховой момент вращающихся деталей и инструмента мал, даже при уменьшенном моменте двигатель быстро набирает обороты.

Коэффициент полезного действия двигателя при номинальной нагрузке составляет 66—68 %. Поскольку механические потери в шпинделе на опорах качения сравнительно невелики, характеристику электробура можно принимать по характеристике двигателя.

Электроэнергия к забойному двигателю подводится по секционированному кабелю, помещенному внутри бурильной колонны.

Токоподвод может осуществляться по трех- или двухжильному кабелю. В последнем случае в качестве третьего провода используется бурильная колонна. Эта система питания носит название «два провода — земля» (сокращенно ДПЗ).

Система ДПЗ позволяет увеличить площадь сечения проходного канала в бурильной колонне и тем самым способствует снижению потерь напора при циркуляции промывочной жидкости по бурильной колонне.

Каждую кабельную секцию помещают в отдельной бурильной трубе и ее концы закрепляют в трубе на опорах со втулками, обеспечивающими некоторое свободное проворачивание кабеля при соединении труб. В единую цепочку секции соединяют с помощью контактных элементов — контактного стержня на верхнем конце и контактной муфты на нижнем. Контактный стержень защищен *от механических повреждений защитным стаканом*. Соединение контактных элементов происходит автоматически при свинчивании бурильных труб, при этом контактный стержень входит в муфту с некоторым натягом, обеспечивающим герметичность соединения от проникновения бурового раствора.

Для монтирования секций электрокабеля используют специальные бурильные трубы типа ЭБШ с гладкопроходным сечением. Они выпускаются диаметром 140 и 114 мм с высаженными наружу концами. Трубы изготовляют из стали групп прочности Д и Е.

Кабельный подвод электробура — одно из наиболее слабых звеньев системы. Вследствие загрязнения и недостаточной герметичности соединений секций омическое сопротивление изоляции снижается. Если при спуске инструмента наблюдается резкое падение сопротивления (первоначальное сопротивление самого электробура 50 МОм), спуск инструмента прекращают и выбраковывают *трубы с низким сопротивлением в изоляции кабеля*. В процессе работы в соединениях с недостаточной герметичностью происходят пробои. Пробои и разрывы электрической цепи могут происходить также вследствие поломки медных контактов в муфте и излома кабеля в местах его сращивания с контактными соединениями.

Для осуществления бурения с электробуром буровую установку оснащают дополнительным электрооборудованием: распределительным устройством высокого напряжения, трансформатором, станцией управления электробуром. На пульте бурильщика устанавливают дополнительные электрические контрольные приборы (вольтметр, амперметр) для контроля нагрузки электробура, кнопки управления контактной системой, подающей напряжение на электробур, органы управления режимом работы автоматического регулятора. Автоматический регулятор управляет подачей

инструмента в зависимости от загрузки двигателя и буримости горных пород.

Обладая всеми достоинствами, присущими забойным двигателям (облегчение условий работы бурильной колонны, существенное снижение износа бурильных труб в скважине, исключение затрат мощности на холостое вращение и т. п.), электробур имеет ряд неоспоримых преимуществ по сравнению с гидравлическими забойными машинами:

режим работы электробура не зависит от расхода промывочной жидкости, который в данном случае можно выбирать только по условию полной и своевременной очистки забоя от шлама;

режим работы электробура практически не зависит от свойств циркуляционного агента; это позволяет применять его при использовании утяжеленных растворов, пенообразных агентов и продувки;

токоподвод с поверхности к электробуру является каналом связи, позволяющим использовать забойные системы контроля режима работы породоразрушающего инструмента и непрерывно следить за направлением ствола скважины;

при работе с электробуром открывается возможность автоматизировать процесс бурения по данным забойных датчиков для наилучшего использования мощности двигателя;

поскольку электробур представляет собой маслонаполненный двигатель, все детали которого работают в среде, изолированной от бурового раствора, он меньше подвержен абразивному износу и его рабочая характеристика остается практически неизменной в течение всего срока работы.

К недостаткам электробура относятся: высокая стоимость забойного двигателя, опасность потери дорогостоящей машины вследствие прихвата в скважине, ограниченный срок межремонтной работы вследствие недостаточной износостойкости уплотнительных сальников самого электробура и недостаточной надежности системы токоподвода.

Перспективы развития буровых работ с применением электробуров связаны с существенным повышением ресурса работы электробура с системой токоподвода до 200 ч и более, улучшением его выходных характеристик, позволяющих поддерживать оптимальный режим работы породоразрушающего инструмента.

5. ПРОМЫВКА И ПРОДУВКА СКВАЖИН

5.1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ АГЕНТОВ

Высокая стабильная эффективность работы породоразрушающего инструмента в скважине может быть достигнута только при условии непрерывной и своевременной очистки забоя от шлама горных

пород. Удаление бурового шлама с забоя и из ствола скважины — одна из основных технологических функций промывочного агента при вращательном бурении. Циркулирующий по скважине агент подается к забою, омывает его, подхватывает буровой шлам, образующийся на забое при разрушении горной породы, и выносит его на поверхность.

Первоначально назначение промывки ограничивалось очисткой забоя и выносом шлама из скважины. По мере накопления практического опыта и развития бурового дела функции промывочного агента расширялись и одновременно углублялось представление о его роли при бурении.

Находящийся в скважине промывочный агент создает среду, которая определяет условия работы бурового инструмента и оказывает воздействие на вскрытые скважиной горные породы на ее стенках и забое. С этой точки зрения, промывочный агент влияет на буримость горных пород, устойчивость стенок скважины, а также на характер и интенсивность физико-химических обменных процессов с горными породами и насыщающими их пластовыми флюидами на открытых поверхностях выработки. Их протекание может изменяться под воздействием гидродинамических явлений, происходящих в движущемся по стволу скважины потоке.

Поданный в скважину флюид (жидкий или газообразный) претерпевает изменение вещественного состава вследствие обогащения шламом и поступления пластового флюида из выбуренного объема, подвергается химической агрессии со стороны химически активных веществ и физическому воздействию высоких температур и давлений, переменных по стволу скважины. Независимо от первоначального состава выходящий из скважины агент представляет собой многокомпонентную гетерогенную систему.

Изменения вещественного состава и состояния агента, происходящие в скважине, не должны значительно ухудшать его технологические свойства. Под технологическими свойствами бурового раствора принято понимать такие его особенности, которые оказывают влияние на буримость горных пород, очистку забоя и ствола скважины, устойчивость стенок ствола, на величину сопротивления, возникающего при вращении или осевом перемещении находящегося в скважине бурового инструмента, на качество вскрытия, исследования и освоения продуктивных пластов. На основании сказанного промывочные агенты должны:

способствовать повышению буримости горных пород или по крайней мере не вызывать ее значительного снижения;

в процессе циркуляции по стволу обладать достаточной кинематической и агрегативной устойчивостью, т. е. их структура и несущая способность (по отношению к частицам шлама) не должны существенно изменяться под воздействием поступивших веществ;

способствовать сохранению и даже повышению устойчивости

пород, слагающих стенки ствола скважины, на открытых участках ствола (необсаженный интервал);

в процессе циркуляции и в статическом состоянии создавать определенное гидродинамическое равновесие между средой в стволе скважины и пластовым флюидом, которое исключало бы проникновение одной среды в другую и их перемешивание, а также ухудшение коллекторских свойств вмещающих пород.

К циркуляционному агенту предъявляется ряд дополнительных требований, и в частности: стоимость его приготовления должна оставаться в экономически оправданных пределах, он не должен оказывать агрессивного (корродирующего) воздействия на буровой инструмент и оборудование, не должен содержать веществ, вредных для здоровья обслуживающего персонала или представляющих опасность в пожарном отношении, не должен создавать трудностей при проведении геофизических исследований в скважине.

Такого промывочного агента, который в равной степени удовлетворял бы всем требованиям, не существует, да и сами требования неоднозначны и зависят от геологических условий, поэтому наметился путь наилучшего приспособления агента к специфическим условиям. Это привело к внедрению большого количества различных агентов и освоению сложной технологии их обработки и регулирования свойств.

Применяемые на практике промывочные агенты представляют собой дисперсные системы с жидкой или газообразной дисперсионной средой. Так как частицы дисперсной фазы имеют, как правило, различный размер, системы относятся к полидисперсным.

Систематизировать и классифицировать промывочные агенты можно по различным признакам: составу дисперсионной среды, составу и количеству компонентов дисперсной фазы, назначению и т. д. К сожалению, в настоящее время нет единой общепризнанной и научно обоснованной классификации, и поэтому ниже приводится систематизация промывочных агентов по составу дисперсионной среды как наиболее удобная для их изучения.

Группа 1 — агенты на водной основе (техническая вода, истинные растворы, естественные промывочные жидкости, глинистые буровые растворы[1], безглинистые буровые растворы, солегели и гидрогели, биополимерные растворы).

Группа 2 — агенты на нефтяной основе (глинистые растворы на нефтяной основе, битумные растворы).

Группа 3 — агенты на основе эмульсий (эмульсионные растворы, инвертные эмульсионные растворы).

Группа 4 — агенты на основе аэрированных жидкостей.

---

[1] Понятие «буровой раствор» не соответствует принятому в химии значению термина, а по сложившейся в буровом деле традиции означает суспензию взвешенных и коллоидных частиц.

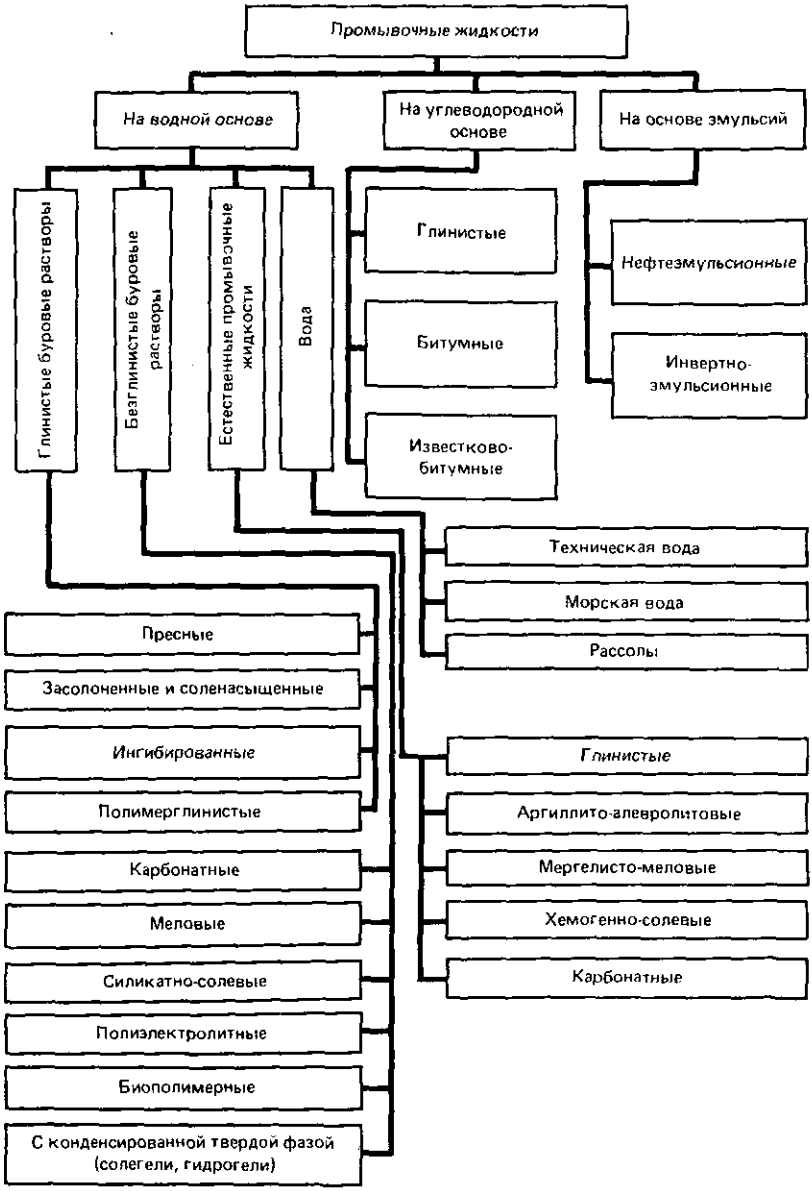


Рис. 5.1. Систематизация промывочных агентов по составу дисперсионной среды и компонентному составу

Группа 5 — газообразные агенты (воздух, инертный газ, природный газ, отработанные газы двигателей внутреннего сгорания, туман, пена).

Более детальное деление промывочных агентов с учетом компонентного состава приведено на рис. 5.1. По последовательности внедрения промывочные агенты, по-видимому, правильно было бы расположить в следующий ряд: техническая вода, естественные глинистые растворы, приготовленные и обработанные глинистые растворы, растворы на нефтяной основе, растворы на основе эмульсий, аэрированные жидкости, газообразные агенты, солегели и гидрогели, биополимерные растворы.

В настоящее время успешное проведение буровых работ в значительной степени зависит от правильного подбора состава и свойств промывочного агента и соответствия его функций конкретных условиям строительства скважины.

5.2. ТИПЫ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ АГЕНТОВ И ОБЛАСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Глинистые буровые растворы

Наибольшее распространение при бурении скважин получили глинистые буровые растворы. Они представляют собой дисперсную систему — водную суспензию глинистых частиц. Вода составляет дисперсионную среду, а глинистые частицы — дисперсную фазу.

Своеобразие глинистого раствора связано с особенностями взаимодействия некоторых глин с водой, в результате чего происходит их диспергирование, т. е. распадение на отдельные частицы. Интенсивность и степень диспергирования глин в воде зависят от их состава и кристаллического строения.

По химическому составу глины являются алюмосиликатами. Как природный материал глина — это смесь алюмосиликатов различного строения, порой с преобладающим содержанием алюмосиликата какого-либо одного состава.

В кристаллическом строении большинства глинистых минералов основное участие принимают две структурные единицы: кремнекислородные тетраэдры $[SiO_4]^{-4}$, которые образуют гексагонально-сетчатые слои, и октаэдры с центральным катионом металла. Последние элементы составляют плоские слои: «гидроаргиллитовые» в случае присутствия $Al(OH)_3$ или «бруситовые» при наличии $Mg(OH)_2$. Эти слои располагаются между гексагонально-сетчатыми кремнекислородными слоями, нейтрализуя своими положительными зарядами отрицательную валентность активных атомов кислорода тетраэдров. Положительный заряд октаэдрического слоя возникает из-за отторжения гидроксилов, на место

которых приходят кислородные ионы тетраэдрических слоев. Внутренняя связь между слоями имеет полярный характер.

В октаэдрических слоях нередко имеют место изо- и гетеровалентные замещения (Al^{3+}, Fe^{3+}, Fe^{2+}, Mg^{2+}, Ca^{2+}).

Строение макромолекул, степень полимеризации глинистых минералов, активные функциональные группы определяют свойства глинистых минералов и их пригодность для приготовления бурового раствора.

Для бурового дела наибольшее значение имеют четыре группы глинистых минералов: монтмориллонит, каолинит — галлуазит, гидрослюдистые минералы и палыгорскит (аттапульгит).

Наиболее интенсивно разводится в воде монтмориллонит — наилучшая глина для приготовления пресных глинистых растворов, ее упрощенная химическая формула $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot 2H_2O$.

Каолиновые и галлуазитовые глины диспергируются в воде хуже монтмориллонита и применяются только для приготовления буровых растворов с повышенной плотностью.

Гидрослюдистые минералы составляют обширную группу, занимающую промежуточное положение в генезисе монтмориллонита и каолинита, из продуктов разрушения различных горных пород. В этих глинах между слоями достаточно прочная связь. Высокая коллоидальность некоторых разновидностей обязана нерегулярности чередования прослоев.

Палыгорскит отличается волокнистым строением и углублением основных адсорбционных позиций во внутрикристаллические каналы, что обусловливает его способность одинаково хорошо набухать и разводиться как в пресной, так и в насыщенной солью воде. Суспензии палыгорскита обладают особой устойчивостью к действию соли.

Кристаллическая структура глинистых минералов имеет множество дефектов. Во внутренней сетке трехвалентный алюминий нередко оказывается замещенным двухвалентным железом, магнием, кальцием, что приводит к появлению избыточного отрицательного заряда на поверхности глинистой частицы. В условиях морского осадкообразования при формировании глинистых пород заряд частицы компенсировался легкоподвижными катионами калия, натрия, кальция, магния, поэтому в естественном залегании глины нейтральны.

Но когда глину разводят в воде и она распадается на чешуйчатые частички, по форме соответствующие строению кристаллической решетки, адсорбированные частицами катионы переходят в раствор и сами частицы в воде оказываются отрицательно заряженными. Накоплению заряда на частицах способствует гидратация наружных слоев кристаллической решетки, в результате чего катионы H^+ переходят в раствор и происходят механические нарушения кристаллической решетки глинистых минералов. Интенсивность перехода катионов в раствор зависит от геометриче-

ских особенностей кристаллической решетки, первоначального потенциала частицы и заряда катиона. Катионы натрия легче покидают глинистые частицы, чем катионы кальция и магния. Активность глины в обменных реакциях определяется обменной емкостью. Обменная способность выражается количеством миллимолей поглощенных катионов натрия на 100 г обезвоженной глины. Для основных глинистых минералов обменная емкость имеет следующие значения (моль/кг): монтмориллонит 0,8—1,5; гидрослюды 0,1—0,4; палыгорскит (аттапульгит) 0,2—0,3; каолинит 0,03—0,15.

По замещающей способности катионы располагаются в следующем порядке: натрий, калий, кальций, магний. Некоторые глины обладают способностью фиксировать отдельные катионы в кристаллической решетке (например, иллиты по отношению к катиону калия).

В водной среде часть ионов металлов, перешедших от частиц в раствор, под действием электростатических сил снова адсорбируется на поверхности глинистой частицы, образуя ионный слой (слой Гюи). Некомпенсированный избыточный заряд частицы (ζ=потенциал) удерживает возле нее отдельные рассеянные катионы и дипольные молекулы воды, которые, находясь в динамическом равновесии в электростатическом поле, полностью его насыщают и создают слой гидратации (слой Гельмгольца).

Таким образом, после разведения глины в воде каждая глинистая частица в суспензии предстает в виде самостоятельной системы: внутри нее электрически заряженная глинистая частица, возле ее поверхности двойной ионный слой (слой адсорбированных катионов и сольватная оболочка). Такую систему принято называть мицеллой.

Сольватная оболочка является внешним защитным «чехлом» частицы, препятствующим ее агрегатированию с другими частицами в растворе. Однако сольватная оболочка вследствие пластинчатой формы частицы неравномерно распределяется вокруг нее, наименьшую толщину она имеет у краев частицы. Когда в покоящейся среде вследствие броуновского движения глинистые частицы сталкиваются между собой, их агрегатирование происходит по краевым участкам, не защищенным сольватной оболочкой. В результате весь объем глинистого раствора в покое приобретает ячеистую структуру, застывая и превращаясь в гель.

При возобновлении циркуляции раствора сформировавшаяся в состоянии покоя структура разрушается и гель преобразуется в золь.

Способность глинистого раствора образовывать гель в состоянии покоя и восстанавливать подвижность при возобновлении циркуляции называется тиксотропией. Именно благодаря тиксотропии буровой раствор в покое (при остановке циркуляции) может удерживать во взвешенном состоянии довольно значительные по размеру частицы шлама.

Процесс формирования агрегатов глинистых частиц, происходящий в коллоидной суспензии, называется *коагуляцией*. Развитию коагуляции способствуют различные факторы: повышение концентрации электролитов в дисперсионной среде, увеличение содержания твердой фазы, рост температуры и т. п. В зависимости от состава и свойств исходного раствора развитие коагуляционных процессов может приводить либо к его загущению, либо к разжижению. Различают *коагуляцию лиофильную и лиофобную*. Лиофильная коагуляция сопровождается возникновением структуры в растворе и представляет собой обратимый процесс. *Лиофобная коагуляция — процесс разрушения системы* — сопровождается выпадением глинистых частиц и накоплением их в виде осадка, т. е. приводит к полному разделению фаз. Наиболее частая причина лиофобной коагуляции глинистого бурового раствора в процессе бурения — поступление в него химически активных веществ из разбуриваемых горных пород или из пластовых вод. Чтобы вызвать лиофобную коагуляцию, содержание веществ-коагулянтов в растворе должно превышать некоторую предельную величину, называемую порогом коагуляции и обычно выражаемую в миллимолях на литр.

Способность глинистого раствора сопротивляться агрегатированию глинистых частиц и коагуляции определяет его стабильность. Агрегативная устойчивость системы обеспечивается не только окружающими глинистые частицы сольватными оболочками, но также и «электростатическим барьером», возникающим в результате совместного действия сил молекулярного притяжения и электростатического отталкивания. Стабильность глинистого раствора удается повысить введением некоторых химических веществ — защитных коллоидов. Главная задача при обработке раствора состоит в регулировании агрегативной и кинетической устойчивости системы в изменившейся среде. Это способствует расширению области применения глинистого бурового раствора.

Широкое его использование в первую очередь обусловлено доступностью основных исходных материалов для приготовления (глины и воды), а также замечательным сочетанием весьма нужных для бурения свойств (коркообразование на стенках скважины, тиксотропия, сравнительно легкая регулируемость ряда технологических свойств).

Малоглинистые буровые растворы

Они отличаются низким содержанием твердой фазы. На приготовление 1 м^3 такого раствора расходуется до 50—80 кг высококачественной глины, что позволяет поддерживать плотность раствора на уровне 1050—1080 кг/м^3. При невысокой плотности малоглинистый раствор обладает достаточной вязкостью. Такое

сочетание свойств предопределяет его эффективное применение при бурении верхней толщи выветрелых и трещиноватых горных пород.

Соленасыщенные буровые растворы

Буровые растворы этого типа готовят на водной основе с использованием солестойкой глины — палыгорскита (аттапульгита) и с добавкой значительного количества поваренной соли NaCl. Вследствие специфических особенностей кристаллического строения (цепочечное) палыгорскит дает достаточно стабильный буровой раствор в среде с повышенной концентрацией соли. Чтобы приготовить насыщенный буровой раствор, расходуется до 320—330 кг соли на 1 $м^3$ раствора. Соленасыщенный раствор имеет плотность не менее 1300 $кг/м^3$. Он применяется при бурении в мощных толщах соленосных пород.

Ингибированные промывочные жидкости

Ингибированными называются промывочные жидкости, обладающие способностью предупреждать набухание разбуриваемых пород, а также пептизацию бурового шлама и чрезмерное обогащение раствора твердой фазой.

Чтобы избежать нежелательных последствий, применяют ингибированный раствор. Его приготовляют следующим образом: в глинистый раствор, обработанный специальными стабилизирующими реагентами (см. ниже), вводят водорастворимые соли кальция или гидроксид кальция (известь). Содержащиеся в избытке в водной среде ионы кальция предупреждают пептизацию глинистых частиц шлама. Последние сохраняют достаточно крупные размеры для эффективного удаления их на очистных системах.

Ингибированные растворы в зависимости от состава ингибирующей добавки подразделяются на известковые, обработанные известью $Ca(OH)_2$, гипсовые, в которые вводят сульфат кальция $CaSO_4$, высококальциевые, в которых ингибирующей добавкой является хлористый кальций $CaCl_2$, и бариевые, где в качестве ингибирующего реагента использован гидроксид бария $Ba(OH)_2$. Наиболее высоким ингибирующим воздействием обладает бариевый раствор, интенсивность воздействия кальциевых растворов зависит от содержания ионов кальция в фильтрате (она может колебаться от 200—300 $г/м^3$ для известкового раствора до 2—3 $кг/м^3$ для высококальциевого раствора).

Область применения ингибированных растворов ограничивается предельно допустимыми температурами. Наиболее термостоек гипсовый раствор (до 190 °С), высококальциевый можно применять до температуры 130—170 °С, а известковый — до 100—

120 °С, при более высоких температурах известковый раствор быстро загустевает и может затвердеть.

Другая разновидность ингибированных растворов — калиевые и аммонийные растворы, которые в последнее время получают все большее распространение. Ингибирующими добавками в калиевых растворах являются хлористый калий KCl и гидроксид калия KOH. Калиевые растворы оказывают благоприятное влияние на устойчивость стенок скважины в глинистых породах. Проникновение ионов калия в межплоскостные пакеты глин приводит к повышению сил взаимодействия и снижению интенсивности процессов гидратации глин.

Безглинистый буровой раствор с конденсированной твердой фазой

Особенность приготовления данного раствора на водной основе состоит в том, что дисперсная фаза в нем получается химическим путем в результате взаимодействия находящихся в растворе ионов магния с щелочью NaOH или $Ca(OH)_2$. Концентрация ионов магния в исходном растворе должна быть не ниже 10—15 г/л. Химическая реакция приводит к образованию в рассоле микроскопических частиц гидроксида магния $Mg(OH)_2$. Раствор приобретает гелеобразную консистенцию и после химической обработки превращается в седиментационно устойчивую систему, обладающую к тому же тиксотропными свойствами. Его свойства поддаются регулированию введением реагентов.

В зависимости от свойств исходного вещества — поставщика ионов магния О. К. Ангелопуло предлагает различать гидрогель (исходное вещество $MgCl_2$ растворимо в воде) и солегель (исходное вещество $MgSO_4$ плохо растворимо в воде).

Раствор сохраняет свои структурно-механические свойства при любой минерализации, так как в нем отсутствуют тонкодисперсные глинистые частицы. Он находит применение в весьма сложных условиях, когда трудно контролировать и регулировать его минерализацию при циркуляции по стволу, но в то же время требуется обеспечить высокую устойчивость стенок скважины.

Биополимерные буровые растворы

К этой группе относятся буровые растворы, приготовленные на базе биополимеров — сложных по химическому строению веществ (декстрин, XS, XPS и др.), получаемых при воздействии некоторых штаммов бактерий на полисахариды. В ряде стран биополимеры применяют для стабилизации промывочных жидкостей на водной основе. Вместе с тем использование водных растворов биополимеров в качестве промывочной жидкости показало их большие преимущества по сравнению с глинистыми растворами. Свой-

ства биополимерных растворов регулируются так же легко, как свойства лучших буровых растворов из бентонитовых глин. Биополимерные растворы обладают специфическими свойствами и, в частности, некоторые из них оказывают флокулирующее воздействие на шлам выбуренных пород, предупреждая тем самым переход его в суспензию и обогащение раствора. Испытанные биополимерные растворы сохраняли стабильность в морской воде и при насыщении солью, при испытаниях раствор биополимера сохранял термоустойчивость до 150 °С.

По-видимому, с усовершенствованием технологии получения биополимеров их стоимость снизится и тогда эти растворы могут найти широкое применение.

Естественные буровые растворы

В тех случаях, когда по геолого-стратиграфическим условиям не требуется промывочная жидкость высокого качества, можно применять водную суспензию, образующуюся в скважине в результате диспергирования шлама горных пород, разбуриваемых на воде. Такой буровой раствор принято называть естественным. Как правило, он представляет собой многокомпонентную полидисперсную систему.

Наиболее распространены глинистые естественные растворы. Их качество и свойства зависят от минералогического состава и природы разбуриваемых глин, способа и режима бурения и типа породоразрушающего инструмента. Качество естественного раствора может быть повышено увеличением дисперсности глинистых частиц с помощью механических устройств и введением химических реагентов и высококачественной глины.

Основное преимущество естественных буровых растворов состоит в значительном сокращении потребности в привозных материалах на их приготовление и обработку и, как следствие, в снижении стоимости приготовления. Однако естественные растворы не лишены многих недостатков (повышенное содержание абразивных частиц, высокое содержание твердой фазы и т. п.), которые отрицательно сказываются на показателях буровых работ и сужают область применения естественных растворов — их используют для разбуривания в основном верхних интервалов.

Промывочные жидкости на углеводородной основе

Промывочная жидкость этого типа представляет собой сложную многокомпонентную коллоидно-химическую систему, в которой дисперсионной средой является нефть или жидкие нефтепродукты (чаще всего дизельное топливо), а дисперсной фазой — связные нефтепродукты (окисленный битум, асфальт) или специально обработанная глина — гидрофобизованный бентонит. Если обычный

битум в дизельном топливе разводят до молекулярного уровня, то высокоокисленный битум позволяет при приготовлении раствора получить коллоидные частицы. Гидрофобизованный бентонит способен разводиться в нефтяной среде так же хорошо, как обычный бентонит в воде.

Первоначальная плотность растворов на нефтяной основе составляет 890—980 кг/м^3. Промывочные жидкости на нефтяной основе нефильтрующиеся, а если даже из них и выделяется фильтрат в очень ограниченных количествах при больших перепадах давления, то он представлен углеводородами и не оказывает отрицательного воздействия на свойства коллекторов нефти.

Растворы на нефтяной основе применяются для повышения эффективности бурения в породах-коллекторах и сохранения их нефтеотдачи на высоком уровне, а также для проводки скважин в сложных условиях при разбуривании мощных пачек пластичных глин, сланцев и растворимых солей.

Эти растворы обладают смазывающей способностью. При их использовании уменьшается расход мощности на холостое вращение бурильной колонны в стволе и снижается износ бурильных труб и долот.

Недостатки рассматриваемых промывочных жидкостей состоят в том, что стоимость их приготовления довольно высока, они повышают опасность пожаров, трудно удаляются с инструмента и оборудования и могут вредно влиять на здоровье людей.

Эмульсионные промывочные жидкости

Буровой раствор, у которого жидкая фаза представлена эмульсией типа «нефть в воде», называется нефтеэмульсионным. В таком растворе нефть содержится в виде очень тонких глобул диаметром порядка долей миллиметра, равномерно распределенных в воде. Нефтеэмульсионный раствор получают введением в хорошо стабилизированный глинистый раствор нефти или нефтепродукта (чаще дизельного топлива) в количестве до 40 % по объему и дополнительной обработкой специальным веществом — эмульгатором, позволяющим повысить устойчивость эмульсии. Устойчивость эмульсии повышается также в присутствии высокодиспергированных глин в количестве 20—30 %.

На проницаемой перегородке такой раствор выделяет очень немного жидкой фазы и фильтрат содержит только воду.

Эмульсионные растворы нашли применение при бурении в глинистых отложениях и солевых толщах. Они обладают хорошими смазочными свойствами и способствуют предупреждению прихвата инструмента в скважине.

Если в буровом растворе жидкая фаза представлена эмульсией типа «вода в нефти», такой раствор называется обращенным эмульсионным, или инвертной эмульсией. Его готовят на базе

специально обработанных (гидрофобизованных) глин, которые хорошо разводятся в нефтяной среде. Жидкая фаза, как правило, на 60—70 % состоит из нефти или нефтепродуктов и на 30—40 % представлена водой. Однако содержание воды в инвертной эмульсии может быть доведено до 80 % и выше. Для стабилизации эмульсии вводят специальные поверхностно-активные вещества — эмульгаторы (сложные эфиры, амины жирных кислот и др.). Разработана рецептура высококонцентрированных инвертных эмульсионных растворов (ВИЭР), где в качестве эмульгатора применен эмультал (смесь сложных эфиров, жирных и смоляных кислот, таллового масла и триэтиноламина).

Обращенный эмульсионный раствор находит применение при вскрытии и освоении продуктивных горизонтов, а также при бурении в сложном разрезе, представленном пучащими глинами и солями.

Техническая вода

Техническая вода — наиболее доступная и дешевая промывочная жидкость. Обладая низкой вязкостью, она хорошо удаляет шлам с забоя скважины, лучше, чем другие жидкости, охлаждает долото. Подмечено, что при бурении на воде скорости проходки скважины, как правило, выше, чем при использовании иных промывочных жидкостей. Однако вода в качестве промывочной жидкости имеет и некоторые недостатки: не образует упрочняющей корки на стенке скважины, не обладает тиксотропными свойствами, отличается высокой проникающей способностью через стенки скважины, вызывает набухание глинистых пород и растворение солей, ухудшает проницаемость коллекторов нефти.

Эти негативные свойства приводят к значительному сужению области применения воды как промывочной жидкости. Ныне техническая вода применяется в соответствующих геолого-литологических условиях до глубин порядка 1500—2000 м. В некоторых случаях для снижения растворяющего действия и повышения гидростатического давления промывочной жидкости в воду добавляют растворимые соли $NaCl$, $CaCl_2$, $ZnCl_2$.

5.3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Для характеристики промывочной жидкости, оценки ее пригодности к использованию в тех или иных условиях, для контроля и направленного регулирования ее свойств на основании практического опыта выделено несколько параметров, которые измеряются сравнительно простыми средствами и дают достаточно полное представление об особенностях бурового раствора. Основные из них — плотность, показатели реологических свойств, показа-

тель фильтрации, содержание песка, содержание твердой фазы, устойчивость, водородный показатель pH.

Под плотностью вещества ρ понимается его масса в единице объема, она измеряется в кг/см^3. Иногда в практике бурения пользуются понятием относительной плотности $\rho_{отн}$, которая показывает отношение плотности бурового раствора к плотности воды. Относительная плотность — безразмерная величина. Соотношение между относительной $\rho_{отн}$ и абсолютной $\rho_р$ плотностями выражается формулой

$$\rho_р = \rho_{отн}\rho_в, \tag{5.1}$$

где $\rho_в$ — плотность пресной воды, кг/м^3.

Относительную плотность можно измерять с помощью ареометра АГ-3М, который обеспечивает точность измерения 0,02.

К реологическим[1] относят такие свойства бурового раствора, которые определяют его текучесть (подвижность) под действием приложенной нагрузки (давления) и прочность его внутренней структуры в состоянии покоя и движения.

Применительно к буровому раствору в этой группе свойств рассматривают вязкость (пластическую вязкость), условную вязкость и статическое и динамическое напряжения сдвига.

Вязкость жидкости — проявление сил сцепления и внутреннего трения между элементарными струями в потоке, движущимися с разными скоростями. Единица измерения вязкости — Па·с.

Рассмотрим проявление реологических свойств при течении структурированной вязкопластичной жидкости, к которой может быть отнесено большинство буровых растворов. Проследим изменение градиента скорости dv/dn в потоке от внутреннего напряжения сдвига τ (рис. 5.2). Градиент скорости dv/dn показывает разность скоростей движения двух соседних элементарных струй в потоке, находящихся на расстоянии dn. Как видно на рис. 5.2, движение вязкопластичной жидкости (в отличие от ньютоновских жидкостей) начинается после превышения некоторого предельного напряжения сдвига. На участке A—B, соответствующем ламинарному (структурному) режиму, течение вязкопластичной жидкости можно описатаь уравнением Шведова—Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta\,(dv/dn), \tag{5.2}$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига; η — структурная вязкость.

Динамическое напряжение сдвига τ_0 характеризует условное напряжение сдвига в текущей вязкопластичной жидкости, необходимое для преодоления некоторого начального сопротивления

---

[1] *Реология* — отдел механики, посвященный изучению текучести жидких и газообразных тел, а также процессов, связанных с остаточными деформациями твердых тел.

жидкости. Динамическое напряжение сдвига выражается в Па. Для определения структурной вязкости и динамического напряжения сдвига применяют прибор ВСН-3У.

Для характеристики реологических свойств используется также показатель условной вязкости T_{500}. Ее измеряют прибором ПВ-5 и оценивают по продолжительности истечения заданного количества испытуемой жидкости (500 см^3) через трубку установленного размера; вязкость выражается в единицах времени (с). Она дает лишь весьма условное качественное представление о текучести бурового раствора и широко применяется из-за простоты измерительного устройства и методики измерения.

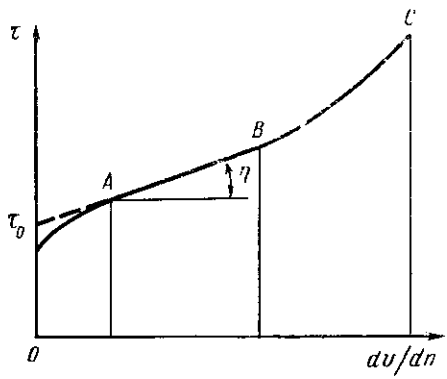


Рис. 5.2. Зависимость $\tau=f(dv/d_n)$:
A—B — структурный режим; *B—C* — турбулентный режим

Статическое напряжение сдвига θ является показателем прочности внутренней структуры бурового раствора, сформировавшейся за время покоя. Его величина определяется тем напряжением, которое надо превысить в покоящейся жидкости, чтобы разрушить ее внутреннюю структуру и привести ее в движение. Измеряется через 1 мин (θ_1) и 10 мин (θ_{10}) покоя на приборах СНС-2, ВСН-3У и выражается в Па. Разность θ_{10} и θ_1 принимается за показатель тиксотропии

$$T=\theta_{10}-\theta_1. \qquad (5.3)$$

Показатель фильтрации Ф характеризует способность бурового раствора выделять жидкую фазу на проницаемой перегородке под воздействием перепада давления. Различают показатели фильтрации при статической и динамической фильтрациях. Статическая фильтрация имеет место при неподвижном состоянии жидкости у проницаемой перегородки, динамическая — при движении потока жидкости. В статических условиях фильтрация снижается по мере накопления и уплотнения корки на перегородке. Эта закономерность в общих чертах имеет вид

$$V_2=V_1\sqrt{t_2/t_1}, \qquad (5.4)$$

где V_1 и V_2 — объемы жидкой фазы, отфильтровавшейся соответственно за время t_1 и t_2.

До настоящего времени ограничиваются измерением лишь статической фильтрации. Используются приборы ВМ-6, вакуумный и др. Показатель фильтрации соответствует объему фильтрата, выделившегося из раствора на перегородке диаметром 75 мм в те-

чение 30 мин при перепаде давления 0,1 МПа, и выражается в $см^3$/30 мин.

Отложившуюся на перегородке за время измерения корку используют для получения еще одного параметра бурового раствора, который называется толщиной корки К и измеряется в миллиметрах.

Параметр «содержание песка» (или просто «песок») определяют по процентному содержанию в буровом растворе твердых частиц, поддающихся седиментационному отделению, в том числе и неразведенных комочков глины. Измеряют его на приборе ОМ-2 по величине осадка, выпавшего из разведенного водой бурового раствора после интенсивного взбалтывания. Отношение раствора и воды при разбавлении 1 : 9. В хорошем растворе содержание песка не должно превышать 1 %.

Большое значение на практике имеет контроль содержания твердой фазы в буровом растворе. Его определяют по отношению объема сухого остатка к первоначальному объему бурового раствора и измеряют в процентах по объему. Разделение твердой фазы на составляющие (глина, утяжелитель и пр.) проводят расчетным путем на основе лабораторных исследований по существующим методикам.

Устойчивость бурового раствора может быть определена как его способность сохранять равномерное распределение твердой фазы во всем объеме при длительном воздействии гравитационного поля. Устойчивость бурового раствора оценивается по двум показателям: стабильности и суточному отстою. Стабильность бурового раствора характеризует прочность структуры и определяется на приборе ЦС-2 по разности плотностей нижней и верхней половин объема одной пробы, находившейся в покое в течение 24 ч.

Суточный отстой указывает на избыток жидкой фазы и выражается в процентах по объему жидкой фазы, отделившейся в мензурке из пробы объемом 100 мл в течение 24 ч.

Водородный показатель pH характеризует реакцию среды. Она может быть кислой ($pH<7$), щелочной ($pH>7$) и нейтральной ($pH=7$). Показатель pH можно определять двумя способами: колориметрическим по изменению окраски индикаторной бумаги после смачивания и электрометрическим с помощью электрического pH-метра. Колориметрический способ обеспечивает точность определения pH до 0,5, электрический — до 0,01.

Помимо рассмотренных выше параметров бурового раствора, проводят химические анализы фильтрата для определения минерализации и концентрации важнейших ионов.

5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В стволе скважины и на поверхности промывочная жидкость подвергается воздействию разнообразных факторов, которые в совокупности оказывают влияние на ее свойства и стабильность

системы. Например, в скважине в промывочную жидкость из выбуренных пород и пластовых жидкостей поступают химически активные вещества, происходит обогащение твердой фазой за счет шлама. Атмосферные осадки и пресные пластовые воды, попадая в буровой раствор, вызывают его разжижение. С ростом глубины скважины повышаются геостатические температуры окружающих горных пород и гидростатическое давление жидкости в скважине. Для сохранения структурно-механических свойств и поддержания параметров бурового раствора на заданном уровне в условиях многофакторного воздействия следует проводить специальную обработку растворов.

Необходимость регулирования свойств бурового раствора может быть продиктована изменением условий в скважине: вскрытием интервалов с аномально высоким или аномально низким пластовым давлением, сменой горных пород в разрезе (вскрытие хемогенной толщи, мощных пачек пластичных глинистых пород и т. п.), осыпанием горных пород из стенок скважины и т. д.

Наибольшее значение на практике имеет регулирование плотности, структурно-механических свойств (вязкости, СНС), показателя фильтрации и водородного показателя pH бурового раствора.

Регулирование плотности бурового раствора

Одно из основных свойств бурового раствора — его плотность. Поскольку она оказывает заметное влияние на показатели работы породоразрушающего инструмента на забое, всегда стремятся использовать промывочную жидкость с минимально допустимой в данных условиях плотностью. Минимальная плотность ограничена пределом, при котором пластовый флюид начинает поступать в скважину.

Известно, что пластовое давление возрастает с глубиной. Интенсивность повышения пластового давления выражается градиентом, который характеризует повышение пластового давления, отнесенное к интервалу глубины 1 м. По градиенту различают нормальное пластовое давление (градиент равен 0,01—0,011 МПа/м), аномально высокое (в отдельных районах градиент может достигать 0,02 МПа/м и выше) и аномально низкое при градиенте менее 0,01 МПа/м.

Чтобы избежать прорыва пластовых флюидов в скважину при высоких градиентах давления, приходится увеличивать противодавление бурового раствора, а для этого повышают его плотность, вводя тяжелые вещества в помолотом виде. Такая операция называется утяжелением бурового раствора, а вводимые вещества — утяжелителями. Необходимость утяжеления бурового раствора может быть вызвана также недостаточной устойчивостью стенок скважины и стремлением поддержать их созданием противодавления.

При утяжелении плотность бурового раствора может быть повышена до 2100—2200 кг/м^3 и более. Как утяжелители используются вещества, химически инертные по отношению к буровому раствору и имеющие высокую плотность. В качестве утяжелителя наиболее часто применяют барит (сульфат бария) $BaSO_4$ с плотностью 4200—4600 кг/м^3, увеличивающий плотность раствора до 2000—2100 кг/м^3, гематит (оксид железа) Fe_2O_3 с плотностью 4900—5100 кг/м^3, который позволяет увеличить плотность раствора в тех же пределах, что и барит. Недостатком гематита являются его высокая твердость и абразивность.

Расход утяжелителя (в кг) для обработки 1 м^3 раствора можно определить по формуле

$$q_{ут} = \frac{\rho_у (\rho_2 - \rho_1)}{\rho_у - \rho_2 \left(1 - n + n \frac{\rho_у}{1000}\right)}, \qquad (5.5)$$

где $\rho_у$ — плотность утяжелителя, кг/м^3; ρ_1 и ρ_2 — плотности соответственно исходного и утяжеленного растворов, кг/м^3; n — относительная влажность утяжелителя, обычно принимается равной 0,1.

При $n=0$ формула упрощается и принимает вид

$$q_{ут} = \frac{\rho_у (\rho_2 - \rho_1)}{\rho_у - \rho_2}. \qquad (5.6)$$

В некоторых случаях, когда отмечаются низкие пластовые давления в проходимом интервале, возникает необходимость снижения плотности промывочной жидкости во избежание ухода (поглощения) последней в пласты.

Буровой раствор с невысокой плотностью может быть получен несколькими способами. Наиболее распространены из них приготовление малоглинистого раствора плотностью 1050—1060 кг/м^3 на базе высококачественной глины и аэрирование бурового раствора.

Аэрированный раствор получают закачкой в глинистый раствор воздуха. Одна из характеристик такого раствора — степень аэрации. Степень аэрации — это удельное содержание воздуха (в м^3), приведенное к атмосферному давлению, в 1 м^3 бурового раствора. Степень аэрации может достигать 50—100; но чаще всего оптимальное ее значение находится в пределах 8—15. Плотность аэрированного бурового раствора обычно составляет 850—1050 кг/м^3. С глубиной содержание свободного газа в растворе снижается и на глубине 500—600 м он переходит в растворенное состояние, т. е. плотность бурового раствора возрастает до первоначальной.

Химическая обработка бурового раствора

Глубокое изучение структурно-механических особенностей буровых растворов и происходящих в них физико-химических процессов открыло пути для тонкого регулирования их свойств с помощью

химической обработки. Химическая обработка бурового раствора — это введение в него некоторых химических веществ с целью сохранения или улучшения его свойств без существенного изменения плотности.

В основе химического воздействия на структурно-механические свойства бурового раствора использована адсорбция, т. е. явление самопроизвольного повышения концентрации растворенного вещества на поверхности диспергированных частиц (твердых или жидкостных) в гетерогенных системах. Различают физическую, или ван-дер-ваальсову, адсорбцию и химическую, или хемосорбцию. Физическая адсорбция связана с избытком свободной энергии в поверхностном слое и с действием сил поверхностного натяжения. Химическая адсорбция сопровождается химическим взаимодействием адсорбтива, т. е. растворенного вещества, и адсорбента, т. е. активного вещества, накапливающего адсорбтив.

Основной механизм химической обработки — процессы обмена, замещения и присоединения вещества на поверхности твердой фазы. Химическая обработка позволяет регулировать интенсивность пептизации (физико-химическое диспергирование под влиянием среды) и коагуляции и поддерживать между ними необходимое соотношение.

Главное назначение химической обработки — это стабилизация бурового раствора как дисперсной системы и изменение в нужном направлении ее структурно-механических и фильтрационных свойств. Управляя с помощью химических веществ внутренними физико-химическими процессами в буровом растворе, добиваются изменения его свойств в нужном направлении.

Химическую обработку бурового раствора проводят в следующих целях:

повышение агрегативной устойчивости глинистого раствора, повышение стабильности сложных многокомпонентных систем (эмульсионных, аэрированных и т. п.);

снижение показателя фильтрации бурового раствора, уменьшение толщины и липкости корки;

изменение вязкости и статического напряжения сдвига в сторону снижения или повышения;

придание буровому раствору специальных свойств (термостойкости, солестойкости и др.).

Вещества, используемые для химической обработки бурового раствора, называются химическими реагентами. Их принято подразделять на следующие группы:

электролиты, используемые для активизации процесса пептизации глин, регулирования водородного показателя pH бурового раствора и приготовления прочих реагентов;

защитные коллоиды (высокомолекулярные вещества), которые по характеру преимущественного воздействия на буровой раствор делятся на понизители фильтрации и понизители вязкости;

поверхностно-активные вещества (ПАВ), применяемые для повышения стабильности многофазных систем, повышения термостойкости раствора и т. д.

Прочие добавки к глинистым растворам

Среди прочих веществ, вводимых в глинистый раствор, прежде всего следует выделить смазочные добавки и пеногасители.

Смазочные добавки вводят в буровой раствор для улучшения условий работы бурильной колонны и породоразрушающего инструмента в скважине.

В качестве смазывающих добавок применяют окисленный петролатум, соапстоки, гудроны жировой промышленности. Широко применяют смазывающую добавку СМАД-1, представляющую собой смесь окисленного петролатума и дизельного топлива в отношении 2:3. Оптимальное ее содержание в буровом растворе колеблется в пределах 1—14 %. В качестве смазывающих веществ используют также нефть или дизельное топливо с графитом.

Пеногасители — это вещества, вводимые в промывочную жидкость для удаления из нее газовой фазы. Известно, что некоторые химические реагенты (ССБ, таннины) при обработке бурового раствора вызывают его интенсивное вспенивание. В таких случаях одновременно с реагентом рекомендуется добавлять пеногасители. Они обладают очень низкой стабилизирующей способностью и ускоряют выделение газа.

В качестве пеногасителей применяют сивушные масла, кальциевый мылонафт, окисленный петролатум и другие вещества.

5.5. ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОБРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА

Приготовление бурового раствора — это получение промывочной жидкости с определенными свойствами в результате переработки исходных материалов и взаимодействия компонентов. Очень важна ориентация процесса на обеспечение необходимых начальных свойств бурового раствора, от которых зависят его стабильность и реализация технологических функций.

В характеристике процесса приготовления следует выделить три наиболее важных показателя: эффективность использования исходных материалов, производительность технологического процесса приготовления бурового раствора, качество получаемого бурового раствора, т. е. соответствие его технологических свойств заданным параметрам.

С точки зрения эффективности использования исходных материалов нередко бывает полезным выдержать приготовленный буровой раствор некоторое время перед употреблением, чтобы введенные вещества полнее прореагировали между собой.

Организация работ и технология приготовления бурового раствора зависят от его рецептуры, состояния исходных материалов и технического оснащения.

Например, пригодность глины для приготовления бурового раствора зависит от ее минерального состава, обменной емкости и состава обменного комплекса. Качество глины, используемой в буровом деле, принято характеризовать по объему раствора заданной вязкости, получаемому из 1 т глины. У высококоллоидных глин этот показатель достигает 16—18 $м^3/т$.

Глинистый раствор можно готовить на основе комовой глины или высококоллоидных глинопорошков. В последние годы все чаще применяют глинопорошок, обладающий рядом преимуществ, таких как повышение качества буровых растворов, снижение расхода исходных материалов на приготовление 1 $м^3$ раствора, возможность полной механизации транспортировки материалов и приготовления бурового раствора.

Технология приготовления глинистого раствора базируется на таких специфических свойствах глины, как ее гидрофильность, набухаемость, способность распадаться (диспергироваться) в воде на мельчайшие частички. Набухание глины способствует развитию физико-химического процесса диспергирования (пептизации) под влиянием водной среды. Механическое диспергирование, т. е. измельчение (дробление, перетирание и т. п.) под влиянием внешних сил, имеет лишь вспомогательное значение, способствуя распространению и углублению процесса пептизации. Окончательное разведение глины завершается под влиянием воды.

На практике буровой раствор приготовляют тремя способами: на буровой с помощью специальных технических средств; в скважине в процессе бурения на технической воде в отложениях глины или в иных подходящих по составу горных породах; централизованно на глинозаводе.

В настоящее время буровые оснащают блоком приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов (БПР). Он включает два бункера общим объемом 42 $м^3$, эжекторно-гидравлический смеситель и воздушный фильтр. При работе БПР в гидросмеситель насосом подают жидкость, а из бункера поступает порошкообразный материал. Бункер снабжен пневматическим разгрузочным устройством. БПР применяют также для утяжеления бурового раствора. Схема БПР приведена на рис. 5.3.

Удельный расход высококачественной глины для приготовления бурового раствора требуемой плотности регламентируется поставщиком. В случае использования низкосортной глины ее расход на 1 $м^3$ раствора может быть ориентировочно подсчитан по формуле

$$q_г = \frac{(\rho_{гр} - \rho_в)\,\rho_г}{\rho_г - \rho_в}, \qquad (5.7)$$

Рис. 5.3. Блок приготовления бурового раствора (БПР):

1 — ограждение; *2* — воздушный фильтр; *3* — бункер; *4* — разгрузочный трубопровод; *5* — поддон; *6* — аэрирующее устройство; *7* — пневматическое разгрузочное устройство; *8* — рама; *9* — соединительный шланг; *10* — гидросмеситель

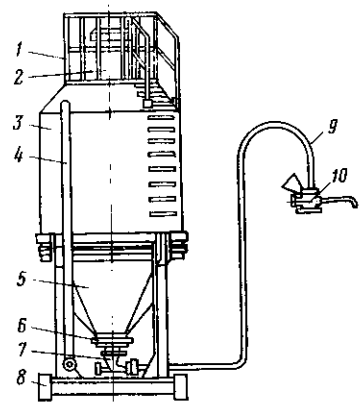
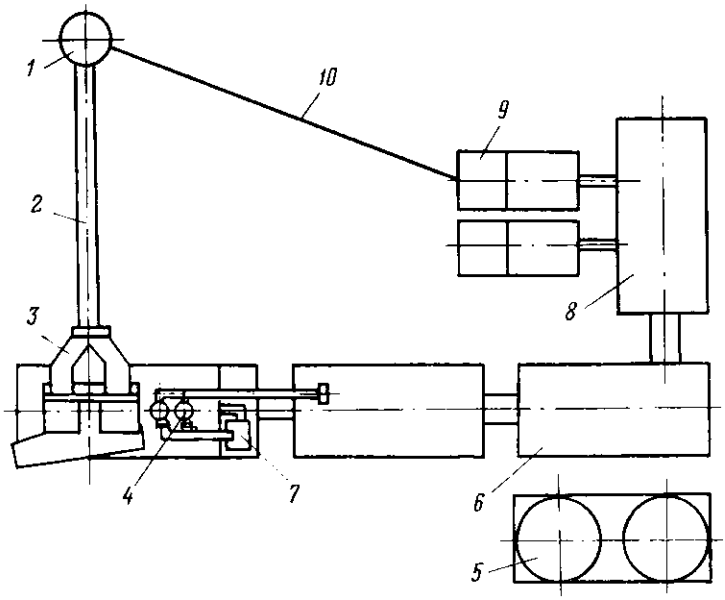


Рис. 5.4. Схема поверхностной циркуляционной системы:

1 — устье скважины; *2* — желоб; *3* — вибросито; *4* — гидроциклон; *5* — БПР; *6* — емкость; *7* — шламовый насос; *8* — приемная емкость; *9* — буровой насос; *10* — нагнетательный трубопровод



где $\rho_г$ — плотность глины ($\rho_г = 2600$ кг/м^3); $\rho_{гр}$ — необходимая плотность раствора; $\rho_в$ — плотность воды ($\rho_в \approx 1000$ кг/м^3).

Систематическое кондиционирование бурового раствора в процессе проходки скважины осуществляется с помощью поверхностной циркуляционной системы. Она предназначена для удаления шлама из промывочной жидкости, обработки ее и подачи в скважину и, как правило, включает несколько резервуаров для бурового раствора, несколько резервных емкостей для бурового раствора и химреагентов, систему желобов, механические средства

очистки бурового раствора от шлама, дегазаторы, один или чаще нескольких буровых насосов (поршневых или плунжерных) и трубопровод высокого давления. Основные элементы циркуляционной системы представлены на рис. 5.4.

В современных условиях наиболее распространена циркуляционная система, составленная из звеньев, выпускаемых промышленностью в виде блоков. Схема монтажа циркуляционной системы из готовых блоков ускоряет и удешевляет монтаж и благоприятствует решению проблем по защите окружающей природы от загрязнения. Блоки заводского изготовления позволяют в глубоком бурении полностью отказаться от создания емкостей (амбаров) и желобных систем в грунте.

Промышленность выпускает блоки циркуляционной системы в нескольких исполнениях с унифицированным базовым резервуаром объемом 40 м^3 (полезная емкость около 30 м^3):

промежуточный блок с гидравлическими перемешивателями или с комбинированием гидравлических и механических перемешивателей;

угловой блок, аналогичный промежуточному, для использования в Г-образной схеме расположения блоков;

приемный блок, имеющий трубопроводы для соединения с приемными патрубками буровых насосов;

подпорный блок, оснащенный двумя вертикальными центробежными насосами для подачи промывочной жидкости к буровым насосам и создания подпора во всасывающей линии насоса;

блок химических реагентов, предназначенный для хранения химических реагентов в жидком виде и подачи их в циркуляционную систему; блок включает цилиндрический резервуар объемом 20 м^3 и прямоугольный резервуар объемом 12 м^3.

Блоки оснащены коллекторами, трубопроводами для раствора, воды и пара, площадками с ограждением для обслуживания. Основная тенденция в совершенствовании блоков состоит в увеличении емкости базового резервуара до 80 м^3 и более и создании укрытий и теплоизоляции на всех блоках, предназначенных для буровых установок, работающих в условиях морозной зимы.

Циркуляционная система включает средства очистки бурового раствора от шлама. Для этого применяют отстойник (амбар), желобную систему, вибросито, ситоконвейер, гидроциклон.

В отстойниках очистка бурового раствора от шлама малоэффективна, так как раствор загустевает и нужны дополнительные средства для постоянного его перемешивания и разрушения внутренней структуры.

Желобная система включает корытообразные желоба шириной 0,6—0,8 м и высотой 0,4—0,6 м, вытянутые в один или два параллельных ряда. Желоба располагаются с уклоном 0,01—0,015, что позволяет поддерживать скорость течения раствора не выше 14—18 см/с. На некотором расстоянии (2—4—6 м) в желобах

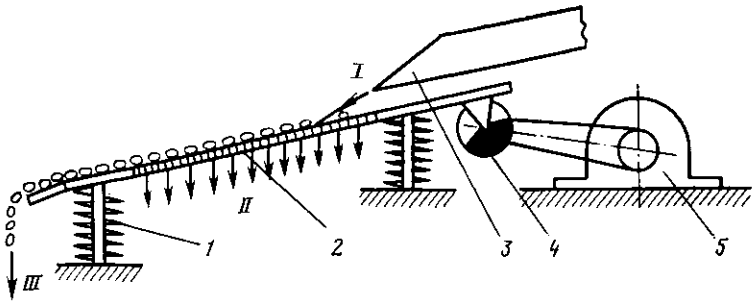


Рис. 5.5. Принципиальная схема работы вибросита:
I — буровой раствор из скважины; *II* — очищенный буровой раствор; *III* — сброс шлама; *1* — амортизатор; *2* — сетка; *3* — желоб; *4* — вибратор; *5* — электродвигатель

размещают перегородки, которые сужают поток, повышают скорость течения, разрушают структуру и тем самым облегчают выпадение шлама из раствора. Общая длина желобов от 15—20 до 50—60 м. Желобную систему широко применяют при разведочном бурении на твердые полезные ископаемые.

В настоящее время наиболее широко применяются вибросито и гидроциклон.

В вибросите (рис. 5.5) натянутая на металлическую раму сетка плотностью 12—16 отверстий на 1 см установлена с наклоном 15° и приводится в колебательное движение с частотой 1000—1500 цикл/мин вращающимся эксцентриком. Эксцентриковый вал приводится во вращение от электродвигателя. Буровой раствор поступает на сетку с приподнятой стороны. Жидкая фаза с коллоидными частицами свободно проходит через ячейки сетки, а крупные частицы шлама удерживаются на сетке и под воздействием вибрации перемещаются под уклон и скатываются с сетки. Обычно устанавливают два вибросита.

Промышленность выпускает одноярусные вибросита СВ-2, СВ-2Б и ситоконвейер СКР-650. Вибросита данной конструкции имеют невысокую очистную способность, они позволяют удалять лишь 8—10 % выбуренной породы. Однако известны конструкции двух- и трехъярусных вибросит, а также комбинированные двухступенчатые системы очистки, где удается выделить фракции размером 150—180 мкм и при этом удаляется до 50 % шлама выбуренных горных пород.

Наиболее высокую эффективность с точки зрения отделения шлама имеет гидроциклон. Он служит для извлечения из бурового раствора наиболее мелких частиц размером до 10—20 мкм. Отделение частиц происходит под воздействием центробежных сил во вращающемся потоке. Размер отделяемых частиц зависит от диаметра гидроциклона; с уменьшением диаметра его сепари-

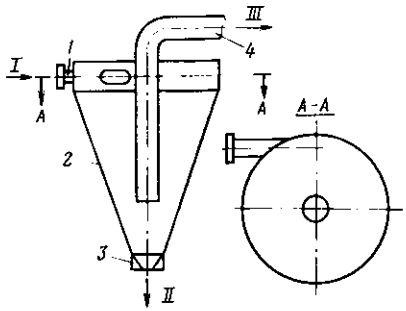


Рис. 5.6. Принципиальная схема работы гидроциклона:

I — подача бурового раствора; *II* — сброс шлама; *III* — очищенный буровой раствор; *1* — подводящий патрубок; *2* — диффузор; *3* — разгрузочная насадка; *4* — сливной патрубок

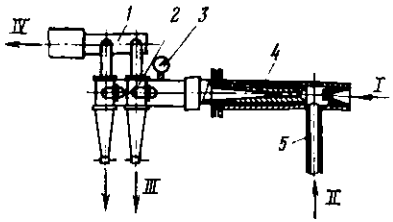


Рис. 5.7. Эжекторно-гидроциклонный пескоотделитель:

I — вода; *II* — утяжеленный буровой раствор; *III* — утяжелитель с водой; *IV* — глинистый раствор; *1* — сливной патрубок; *2* — гидроциклон; *3* — манометр; *4* — эжектор; *5* — всасывающий трубопровод

рующая способность повышается, но при этом снижается пропускная способность. Схема гидроциклона представлена на рис. 5.6.

По нагнетательному трубопроводу буровой раствор под давлением 0,3—0,5 МПа подается центробежным насосом в верхнюю цилиндрическую часть диффузора гидроциклона. Благодаря смещению нагнетательной трубы по отношению к оси аппарата, буровой раствор, поступая в гидроциклон, приобретает вихревое движение с высокой скоростью. Под действием центробежных сил частицы шлама отбрасываются к стенке диффузора, перемещаются вдоль ее образующей вниз и через нижнюю насадку выводятся наружу. Очищенный буровой раствор поступает в сливную трубу.

Характеристикой гидроциклона является размер частиц, которые удаляются из бурового раствора с вероятностью 0,5.

Выпускаются пескоотделители двух видов: система гидроциклонной очистки СГО с гидроциклоном диаметром 400 м и пескоотделитель 1ПГК, включающий четыре гидроциклона диаметром 150 мм. Они позволяют удалять частицы размером до 60—70 мкм.

Для комплектования циркуляционной системы выпускается блок очистки, куда входят вибросита, батарея из четырех гидроциклонных пескоотделителей и дегазатор.

Вакуумный дегазатор ДВС-2 служит для удаления пузырьков газа из промывочной жидкости. Его пропускная способность 40—45 л/с.

Для регулирования содержания твердой фазы в промывочной жидкости и удаления избытка глины выпускают эжекторно-гидроциклонные установки. Они позволяют отделять некоторую часть бурового раствора и после его разбавления водой подвергать об-

работке в гидроциклоне. Здесь из раствора выделяется утяжелитель, который возвращается в циркуляционную систему, а разбавленный раствор с оставшимися глинистыми частицами сбрасывается. На этом принципе работают установки УПР-Р-2, ЗГУ, 2УЭГ-3.

Схема эжекторно-гидроциклонного устройства представлена на рис. 5.7.

Ведутся исследования по созданию химических средств тонкой очистки бурового раствора от шлама. Отделение тонких частиц горных пород возможно на основе селективного действия химического реагента, который способен переводить их в осадок (флокулировать). Уже найдены некоторые такие вещества. К ним относятся акриловые полимеры — гидролизованный полиакриламид (ГПАА) и сополимер метакриловой кислоты и метакриламида (метас). Эти вещества стабилизируют монтмориллонит в глинистом растворе и флокулируют гидрослюдистые глины и частицы горных пород. По-видимому, в будущем сочетание механических и химических способов очистки позволит наиболее полно удалять шлам из бурового раствора.

5.6. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ

В благоприятных геолого-технических условиях бурение можно производить с продувкой скважины газообразными агентами. Их внедрение способствует значительному повышению технико-экономических показателей буровых работ и качества вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением.

Под термином «газообразные агенты» понимаются дисперсные системы, в которых основную роль играют два компонента: газ и жидкость. В системе они могут быть представлены в различных соотношениях, в зависимости от этого выделяются следующие разновидности: газ, туман, пена. К газообразным агентам относят и аэрированную жидкость, но, по нашему мнению, такой подход весьма условен, так как по своей функциональной роли она резко отличается от прочих систем.

Физико-химические свойства газообразных агентов определяются их составом и соотношением компонентов. От вида системы и состава зависит область применения газообразного агента и функциональное значение.

Из газообразных агентов чаще используется воздух. В тех случаях, когда выделяющиеся из разбуриваемых пород вещества могут образовывать с воздухом, содержащим кислород, взрывоопасные смеси, в качестве циркуляционного агента применяют природный газ, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания и азот, который можно добавлять в воздух при вскрытии продуктивных пластов для снижения опасности взрыва.

Продувка газом обеспечивает выполнение лишь двух функций: очистку забоя от шлама и охлаждение породоразрушающего инструмента. Из-за низкой плотности газ не оказывает стабилизирующего действия на стенки ствола скважины и не препятствует притоку пластовых вод. В связи с этим водопритоки значительно сокращают область бурения с продувкой. При поступлении воды в количестве 10—35 % от объема разбуренной породы шлам агломерируется, образуя пробки и сальники. Их развитию в некоторой степени можно помешать введением специальных веществ с водоотталкивающими свойствами (цинковые или кальциевые стеараты и др.). При более интенсивных притоках процесс продувки становится нестабильным, появляются пульсации, давление на нагнетательной линии растет, возникают опасности обрушения стенок и прихвата забойного инструмента. В таких условиях надо либо принять меры по изоляции водоносных интервалов, либо применить иной циркуляционный агент.

Некоторые специалисты считают, что область применения продувки воздухом и газами в устойчивых породах (твердостью свыше 500 МПа) ограничена глубинами 3000 м, а в известняках (твердостью до 500 МПа), безглинистых мергелях, глинистых песчаниках — глубинами до 2000 м.

При подходе к водогазонефтяному пласту или при его вскрытии в некоторых случаях бывает полезным перейти на использование тумана. Туман представляет собой двухкомпонентную систему (аэрозоль) с равномерным распределением тончайших капелек жидкости диаметром 5—20 мкм в газовой дисперсионной среде. Плотность тумана 18—120 кг/м^3, массовое соотношение газового и жидкого компонентов 250—3000. По механическим свойствам он приближается к газам и представляет собой высокодинамичную систему. В туман можно вводить поверхностно-активные вещества (ПАВ) и ингибиторы коррозии, что позволяет поддерживать стабильность газожидкостной системы в зонах притока и снижать коррозию бурового инструмента.

Туман эффективен при вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением и плохими коллекторскими свойствами, а также при вскрытии интервалов устойчивых пород с водопритоками.

В тех случаях, когда в разрезе имеются кавернозные и трещиноватые породы с низкими пластовыми давлениями или прослои, где ожидаются притоки воды и нефти интенсивностью не выше 3 л/мин или газа с дебитом до 12 м^3/мин, рекомендуется применять пену. Обычно на пену переходят после бурения с продувкой газом или после спуска обсадной колонны.

Пена — это ячеисто-пленочная дисперсная система с высокой концентрацией газа в жидкой среде. Плотность ее 30—120 кг/м^3, массовое соотношение газа и жидкости в пене в пределах 50—300.

Пену приготовляют нагнетанием газа (воздуха) в исходный буровой раствор. Расход жидкой фазы поддерживают на уровне 30—90 л/мин, газа — 3—15 м^3/мин. Для образования пены лучше всего использовать раствор со следующими параметрами: плотность 1150—1200 кг/м^3, условная вязкость (по ПВ-5) 30—40 с, показатель фильтрации 6—9 см^3/30 мин. В исходный раствор вводят ПАВ, способствующие образованию и стабилизации пены. При бурении с использованием пены устойчивость стенок скважины в сыпучих породах повышается. К недостаткам следует отнести заметное снижение механической скорости проходки в сланцах и липких глинах и трудности с выявлением зон поглощения.

В общем наиболее эффективно применение газообразных агентов при бурении сухих пород, интервалов с низким пластовым давлением и катастрофическим поглощением промывочной жидкости, в зонах многолетнемерзлых пород и при вскрытии малодебитных продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением.

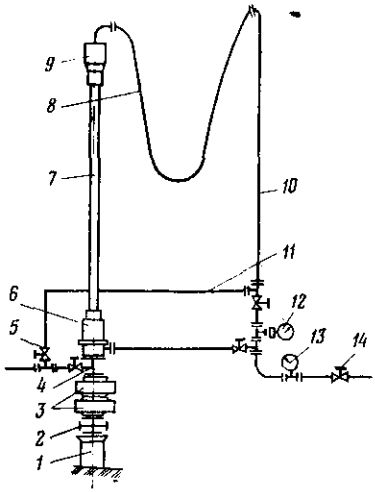
Переход на бурение с продувкой требует некоторого дополнительного оснащения. К дополнительному оснащению поверхностного оборудования относятся: компрессоры для подачи циркуляционного агента в скважину или нагнетания газа в буровой раствор; устьевое оборудование для герметизации устья скважины в процессе бурения; пылесборники и опрыскиватели для улавливания и осаждения пыли; дегазаторы для удаления газа из бурового раствора; дополнительная выкидная линия для отвода запыленного воздуха, выходящего из скважины, на безопасное расстояние (до 50 м по направлению господствующих ветров).

В зависимости от глубины и назначения скважины ее устье оборудуют различными герметизирующими устройствами: герметизатором, устанавливаемым на поверхности над устьем скважины, или вращающимся превентором, смонтированным на колонной головке.

Один из вариаторов компоновки нагнетательной линии, позволяющей осуществлять прямую или обратную циркуляцию газообразного агента, показан на рис. 5.8. Принципиальная схема расположения оборудования при бурении с использованием пены приведена на рис. 5.9.

Изменения в комплектации бурильной колонны заключается только в том, что над долотом обычно устанавливают обратный клапан тарельчатого типа, чтобы не допустить попадания жидкости из скважины внутрь колонны, и обратный клапан с гильзовым затвором под ведущей трубой. Обратные клапаны не применяют при бурении мелких скважин в неосложненных условиях.

Чтобы облегчить возобновление циркуляции в скважине при наличии притока, в бурильную колонну на расстоянии до 300 м ниже ожидаемого гидростатического уровня и затем через каж-



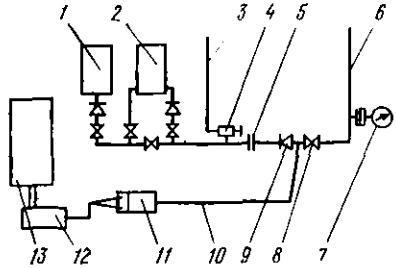


Рис. 5.9. Принципиальная схема обвязки технических средств при бурении с использованием пены:

1 — компрессор; *2* — дожимной компрессор; *3* — линия сброса воздуха; *4* — дроссель; *5* — диафрагма дифманометра; *6* — стояк; *7* — манометр; *8* — задвижка; *9* — обратный клапан; *10* — нагнетательная линия; *11* — дозирующий насос; *12* — буровой насос; *13* — емкость для бурового раствора

Рис. 5.8. Обвязка устья скважины при бурении с очисткой забоя газом:

1 — колонная головка; *2* — устьевая крестовина; *3* — превенторы; *4* — тройник; *5* — задвижка; *6* — герметизирующая головка; *7* — ведущая труба; *8* — шланг; *9* — вертлюг; *10* — стояк; *11* — обводная линия; *12* — манометр; *13* — счетчик газа; *14* — главная задвижка

дые 250—300 м включают пусковые переводники. В начале циркуляции они позволяют перепускать циркуляционный агент из бурильной колонны в затрубное пространство и в результате понижать пусковое давление.

Специально для бурения с продувкой выпускают шарошечные долота, имеющие внутренние каналы в лапах и цапфах. По ним некоторая часть подаваемого к забою газа (до 35 %) отводится в опоры, где создается некоторое избыточное давление, препятствующее проникновению шлама в опору, и улучшается охлаждение подшипников.

Режим продувки устанавливают из условия эффективной очистки забоя и ствола скважины от шлама. Аналитическое определение интенсивности подачи (нагнетания) газообразного агента по скорости витания частицы шлама — задача весьма сложная, поэтому при продувке воздухом или газом руководствуются общей рекомендацией поддерживать в затрубном пространстве скорость восходящего потока в пределах 15—20 м/с. При этом скорость подъема шлама, по подсчетам специалистов, не превысит 5,5 м/с.

Для правильного выбора оборудования, и прежде всего компрессоров, надо знать не только интенсивность подачи, но и потери напора. Они определяются последовательным расчетом по характерным участкам циркуляционной системы, причем по принятой методике, чтобы определить давление в начале участка, надо знать давление в его конечном пункте.

Таблица 5.1. Допустимые соотношения шлам : вода (по массе) в зависимости от состава ПАВ

Породы	ПАВ				
	ОП-7	Сульфонат	«Прогресс»	Сульфонол НП-1 и ПП-5	Сульфонол Б и Т
Глинистые породы, алевролиты, аргиллиты, сланцы, мергели	1:5—1:2	1:2—1:1,25	1:2—1:1,25	1:4—1:3	1:5—1,25
Известняки, доломиты, песчаники, граниты и другие скальные породы	1:2—1:1	1:1,25—1:1	1 1,25—1:1	1:3—1:2	1:1,25

Фактические потери давления в скважине глубиной около 2 тыс. м (шт. Техас, США) с шарошечным долотом достигали 0,7 МПа, с колонковым набором — 1,23 МПа.

Требуемая скорость восходящего потока при использовании тумана зависит от того, какой флюид поступает в скважину из пласта: если газ, то необходимо поддерживать скорость в пределах 10—13 м/с, если вода или нефть, то скорость 18—23 м/с. По рекомендуемой скорости восходящего потока можно подсчитать расход тумана, зная площадь поперечного сечения кольцевого пространства. Соотношение жидкого и газообразного компонентов в тумане зависит от расхода жидкого компонента, который, в свою очередь, зависит от объема веществ (шлама и жидкости), подлежащих удалению из скважины. Рекомендуемые соотношения шлама и воды, при которых вероятность образования сальников невелика, определяются с учетом состава разбуриваемых горных пород и применяемых ПАВ (табл. 5.1).

Расход газового компонента для образования тумана зависит от вида поступающего в скважину пластового флюида (газ или жидкость) и от интенсивности его притока. За исходный принимается расход газа при продувке скважины сухим газом. Его увеличивают на 10—20 % при небольших притоках воды или нефти, и на 20—30 % при средних. По расходу жидкого и газового компонентов определяют и уточняют наиболее подходящее для данных условий соотношение этих компонентов в тумане.

Потери давления при подаче в скважину тумана определяют ориентировочно по опытным данным. В среднем, как показывает практика, потери напора составляют 0,11—0,12 МПа на 100 м глубины скважин при малых притоках и 0,13—0,14 МПа при средних.

При очистке скважины с помощью пены средняя скорость движения ее восходящего потока может быть принята в пределах 0,5—1,2 м/с (нижний предел — в рыхлых отложениях, верхний —

при вскрытии нефтяных и газовых коллекторов). Максимальные значения скорости восходящего потока не должны превышать 2 м/с.

По принятой скорости восходящего потока пены может быть подсчитан необходимый ее расход. Поскольку пена формируется из двух компонентов (жидкости и газа), необходимо определить расход каждого из них.

Расходы жидкости и газа подсчитывают по следующим формулам:

для жидкого компонента

$$Q_ж = Q_п \frac{\rho_ж - \rho_п}{\rho_ж - \rho_г}; \quad (5.8)$$

для газового компонента

$$Q_г = Q_п \frac{\rho_п - \rho_г}{\rho_ж - \rho_г}, \quad (5.9)$$

где $Q_п$ — расход пены, м³/с; $\rho_ж$, $\rho_п$, $\rho_г$ — соответственно плотности жидкости, пены и газа, кг/м³.

Средняя плотность пены может быть определена по формуле

$$\rho_п = \rho_г \frac{\alpha}{1+\alpha} + \rho_ж \frac{1}{1+\alpha}, \quad (5.10)$$

где α — степень аэрации.

Плотность воздуха в нормальных условиях может быть принята равной 1,2—1,3 кг/м³.

Потери напора для ориентировочного подсчета определяются по усредненным опытным данным:

в скважинах глубиной до 1000 м потери напора возрастают в среднем на 0,1 МПа на 100 м глубины, в интервалах ниже 1000 м — на 0,13 МПа на каждые 100 м глубины;

при небольших притоках газа (не свыше 8—12 м³/мин) потери напора рассчитывают из условия их роста на 0,15 МПа/100 м глубины, при притоках пластовых жидкостей удельные потери напора принимаются равными 0,15 МПа/100 м в интервале 0—1000 м и 0,18 МПа/100 м в интервале глубин свыше 1000 м.

Ориентировочные расчеты расхода газообразного агента и потерь напора позволяют обосновать выбор технических средств для проведения буровых работ.

5.7. ПОНЯТИЕ О ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАСЧЕТЕ ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Циркуляция промывочной жидкости в скважине создается буровым насосом. Он обеспечивает необходимую интенсивность подачи (расход) и создает напор, который должен превышать сумму всех гидравлических сопротивлений движению бурового раствора на

всем пути от насоса до забоя скважины и затем до устья скважины на поверхности.

Гидравлический расчет циркуляции выполняют с целью определения необходимых характеристик бурового насоса, обоснования выбора его типа, соответствующего расчетным величинам, и необходимого количества насосов. Эффективность использования гидравлической мощности насоса повышается при бурении гидромониторными долотами. В этом случае программу смены гидромониторных насадок на долоте обосновывают отдельным расчетом.

При проведении гидравлического расчета определяют следующие параметры: необходимую интенсивность подачи промывочной жидкости; режим течения жидкости в зависимости от скорости движения; гидравлические сопротивления движению жидкости по характерным участкам; суммарные гидравлические сопротивления; гидравлическую мощность бурового насоса.

Определение необходимой подачи промывочной жидкости

Интенсивность промывки скважины устанавливают, исходя из требования своевременной и полной очистки ее забоя от шлама. Эффективность удаления шлама с поверхности забоя зависит от распределения и направления потоков жидкости на забое, свойств промывочной жидкости и ряда других факторов (крупность шлама, величина дифференциального давления и т. д.). В кольцевом пространстве подъемная способность бурового раствора определяется скоростью его течения, плотностью и реологическими параметрами. Если исходить из подъемной способности промывочной жидкости в кольцевом пространстве, то подачу можно подсчитать на основании рекомендуемых скоростей восходящего потока по формуле

$$Q = 0{,}785\,(D_д^2 - d_{бт}^2)\,v_{вп}, \qquad (5.11)$$

где $D_д$ — диаметр долота, м; $d_{бт}$ — наружный диаметр бурильных труб, м; $v_{вп}$ — скорость восходящего потока, м/с.

При роторном бурении рекомендуются следующие значения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве: 0,6—0,8 м/с при бурении на растворе нормальной плотности; 0,4—0,6 м/с — бурение с использованием утяжеленного раствора; 1,2 м/с и более при бурении в глинистых породах и 0,2—0,3 м/с при бурении верхних интервалов ствола скважины.

В случае бурения с гидравлическими забойными двигателями подача должна быть уточнена по их характеристике. Если бурят гидромониторными долотами, то подача промывочной жидкости и диаметр насадок долота комбинируют таким образом, чтобы скорость истечения из насадок была не ниже 80 м/с. При бурении с отбором керна подачу несколько снижают, чтобы не допустить размыва керна.

Определение режима течения промывочной жидкости

Большинство буровых растворов относится к неньютоновским жидкостям, и их течение подчиняется закону Шведова—Бингама. Зависимость потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений от режима течения для структурированных растворов приведена на рис. 5.10.

Как видно из рис. 5.10, потери напора в значительной степени зависят от режима течения. Режим течения может быть определен путем сравнения скорости потока с критической скоростью, которая соответствует переходу от структурного к турбулентному режиму течения.

Приближенную величину критической скорости (в м/с) рассчитывают по формуле

$$v_{кр} = 25\sqrt{\tau_0/\rho}, \qquad (5.12)$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па; ρ — плотность промывочной жидкости, кг/м^3.

Если $v_п \leqslant v_{кр}$ — режим структурный, если же $v_п > v_{кр}$ — режим турбулентный.

Режим течения может быть установлен также по приведенному критерию Рейнольдса.

Как показывают расчеты, в диапазоне практически применяемой интенсивности промывки режим течения потока в бурильных трубах и УБТ, как правило, турбулентный, а в кольцевом пространстве — структурный.

Определение потерь напора (гидравлических сопротивлений) в элементах системы

Потери напора зависят от режима, скорости течения и от плотности бурового раствора. Они рассчитываются по формулам или определяются по номограммам или по таблицам [16].

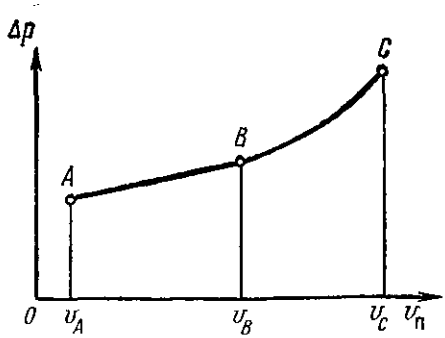


Рис. 5.10. Зависимость потерь напора от скорости течения потока жидкости:
A—B — область структурного режима; *B—C* — область турбулентного режима

Всю систему подразделяют на элементы или характерные участки, для которых в отдельности подсчитывают потери напора.

В роторном бурении выделяют, например, следующие составляющие потерь напора (в Па): $\Delta p_{пов}$ — в поверхностной обвязке (манифольд высокого давления, стояк, шланг, вертлюг и ведущая труба), $\Delta p_{бт}$ — в бурильных трубах, $\Delta p_{з}$ — в замковых соединениях, $p_{убт}$ — в УБТ, $\Delta p_{д}$ — в долоте, $\Delta p_{убт-скв}$ — в кольцевом пространстве между УБТ и стенками скважины, $\Delta p_{бт-скв}$ — в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины.

Если применяют забойный гидравлический двигатель, то к вышеперечисленным потерям добавляют потери в забойном двигателе $\Delta p_{зд}$.

Все потери напора можно подразделить на две группы:

не зависящие от глубины — в поверхностной обвязке, УБТ при их постоянной длине, затрубном пространстве между УБТ и стенками скважины и в долоте;

зависящие от глубины — в бурильных трубах, соединительных замках, затрубном пространстве между бурильными трубами и стенками скважины.

Потери напора подсчитывают отдельно по двум группам при разработке программы использования гидромониторных долот.

Подсчет суммарных потерь напора

Потери напора в целом по скважине зависят от ряда факторов: глубины скважины, диаметра бурения, конструкции скважины и бурильной колонны, способа бурения, подачи и свойств промывочной жидкости (плотности, вязкости, статического и динамического напряжений сдвига), конструкции породоразрушающего инструмента.

Общие потери напора подсчитывают как сумму потерь во всех элементах:

при роторном бурении

$$p_{\Sigma} = \Delta p_{пов} + \Delta p_{бт} + \Delta p_{з} + \Delta p_{убт} + \Delta p_{д} + \Delta p_{убт-скв} + \Delta p_{бт-скв}; \quad (5.13)$$

при бурении с использованием забойных двигателей

$$p_{\Sigma} = \Delta p_{пов} + \Delta p_{бт} + \Delta p_{з} + \Delta p_{убт} + \Delta p_{д} + \Delta p_{убт-скв} + \Delta p_{бт-скв} + \Delta p_{зд}. \quad (5.14)$$

Для выбора типа бурового насоса и определения режима его работы суммарные потери подсчитывают раздельно для каждого интервала, проходимого долотами одного размера, по максимальной его глубине.

Расчет гидравлической мощности бурового насоса

На основании результатов расчетов подачи и потерь напора для каждого интервала вычисляют минимально необходимую гидравлическую мощность бурового насоса

$$N_г = p_\Sigma Q. \qquad (5.15)$$

По суммарным потерям напора подбирают тип бурового насоса, а по подаче — требуемое их количество.

5.8. ЗАЩИТА ПАХОТНЫХ ЗЕМЕЛЬ, ЛЕСНЫХ УГОДИЙ, ВОДНЫХ БАССЕЙНОВ И ИСТОЧНИКОВ ОТ СБРОСА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Рациональное использование природных ресурсов и охрана окружающей среды — важнейшие проблемы человечества на современном этапе его развития. Они отражают общественную потребность в предотвращении и устранении вредных последствий хозяйственной деятельности человека.

Забота ЦК КПСС и Советского правительства о выполнении природоохранительной функции находит выражение в законодательных документах и постановлениях ЦК КПСС и Совета Министров СССР. Природоохранительной функции Советского государства посвящена статья 18 Конституции СССР. Она определяет основную цель, которая состоит в сохранении и улучшении природной среды в интересах настоящего и будущего поколений.

В соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 29 декабря 1972 г. «Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов», а также последующими постановлениями по данному вопросу в народнохозяйственных планах экономического и социального развития нашей страны предусматриваются крупные ассигнования на осуществление широкого комплекса защитных мероприятий, повсеместное их осуществление. На серьезное усиление охраны земель и сохранение культурного слоя почвы нацеливает постановление Совета Министров СССР от 2 июня 1976 г. «О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ».

В решении экологических проблем по охране окружающей среды и защите ее от загрязнения определенная роль принадлежит буровым организациям. Отличительная особенность буровых работ состоит в том, что они производятся непосредственно на природе и распространяются на огромные площади, охватывающие не только сушу, но и пространства болот, озер, акваторий морей и океанов, и, кроме того, в процессе бурения скважин вскрываются глубокие недра с погребенными скоплениями пресных и минерализованных вод, газов различного состава и нефти.

При отсутствии надлежащего контроля буровые работы могут вызывать серьезные нарушения экологического климата, приводить к загрязнению местности сточными водами, буровым раствором, химическими реагентами, остатками горючесмазочных материалов, нарушать естественную изоляцию между пластовыми флюидами в земных недрах и режим подземных источников водоснабжения. Открытое фонтанирование нефти или газа из скважины приводит к серьезному загрязнению, а в ряде случаев и к отравлению атмосферы.

Как было показано выше, бурение скважин невозможно без использования значительных объемов промывочных жидкостей, которые в своем составе нередко содержат в значительных концентрациях вредные для природы примеси (нефть и нефтепродукты, химические реагенты и т. п.). Потерянный из циркуляционной системы буровой раствор просачивается в почву или стекает в открытые водоемы и речную сеть. Еще не так давно резерв промывочной жидкости хранился в земляных емкостях (амбарах), отрытых в грунте. Мало того, что часть жидкости из земляных амбаров уходила в почву, после окончания буровых работ остаток бурового раствора в них забрасывали грунтом и еще длительное время он служил источником загрязнения почвы и мешал проведению сельскохозяйственных работ.

При буровых работах все источники загрязнения могут быть подразделены на группы:

эксплуатационные, возникающие в результате образования сточных вод от мытья оборудования, полов, очистки желобов, вибросит от шлама, слива воды из систем охлаждения и т. п.;

технологические — сток бурового раствора с поднимаемых бурильных труб и сброс воды после их обмыва, появление излишка бурового раствора в результате его наработки при бурении и сброс этого излишка; выбросы раствора из скважины при выполнении спуско-подъемных операций и т. п.;

аварийные — излив пластового флюида из скважины во время нефтегазопроявлений, открытого фонтанирования; потери технических жидкостей при порывах трубопроводов или вследствие поломки запорной арматуры и т. п.;

природные — вынос с буровой технических жидкостей, горючесмазочных материалов при обильных атмосферных осадках, снос с буровой площадки веществ талыми водами и т. п.

В комплексе мер по защите природы большое место отводится разработке и внедрению технологических процессов, позволяющих значительно уменьшить количество отходов производства и в максимальной степени их утилизировать, разработке и внедрению систем использования технической воды по замкнутому циклу, повышению эффективности и надежности очистных устройств и систем, предназначенных для снижения токсичности отходов и т. п.

В последние годы буровые организации все возрастающее внимание уделяют совершенствованию системы циркуляции и повышению ее надежности, а также сбору, обработке и захоронению остатков промывочной жидкости и шлама.

В области промывки скважины проводят следующие мероприятия:

полный отказ от использования земляных амбаров и замена их металлическими резервуарами большой емкости;

применение циркуляционной системы усовершенствованной конструкции с надежными закрытыми трубопроводами для перепуска бурового раствора;

освоение на практике транспортирования бурового раствора со скважины на скважину для многократного его использования (в первую очередь это относится к растворам на нефтяной основе и эмульсионным);

обработка и обезвреживание остатков бурового раствора и захоронение их в специально отведенных местах.

Для тех случаев, когда из-за больших расстояний транспортировка буровых растворов со скважины на скважину нерентабельна, разрабатываются иные способы. Например, в БашНИПИнефти разработан метод распылительной сушки обработанных химреагентов глинистых растворов для получения вторичных глинопорошков. В СССР и за рубежом разрабатываются способы обработки оставшегося в отстойниках бурового раствора специальными активирующими добавками, которые ускоряют процесс отверждения отходов буровых работ.

По части регенерации технических вод интерес представляет установка УОВ, разработанная в ЦНИЛ объединения «Укрнефть». В ней использован метод химической коагуляции и покаскадного отстаивания. После очистки вода пригодна для использования в системе оборотного водоснабжения.

Проводимый строгий контроль за соблюдением всех требований позволяет значительно снизить вредные последствия буровых работ на осваиваемых территориях. Советским законодательством определены требования к социалистическим предприятиям и персональная ответственность руководителей за их несоблюдение.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ БУРЕНИЯ

6.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Разрушение горной породы на забое скважины представляет собой сложный энергетический процесс. На углубление забоя скважины расходуется только небольшая часть подведенной к поро-

доразрушающему инструменту мощности, а превалирующую ее долю составляют неизбежные потери.

Полезно расходуемая мощность идет на разрушение горной породы на забое. При механическом способе бурения часть мощности неизбежно затрачивается на износ самого породоразрушающего инструмента.

Потери мощности на забое многообразны, приведем лишь основные из них: вращение долота в вязкой среде бурового раствора (холостое вращение); преодоление сил сопротивления в опорах шарошечного долота; рассеивание энергии в виде упругих колебаний в массиве горных пород, вибрационных процессов в бурильной колонне и выделения тепловой энергии.

Доля мощности, расходуемой непосредственно на разрушение горной породы на забое, составляет несколько процентов от подведенной (по данным А. И. Спивака, 2—15 %), а физический к. п. д., определяемый по расходу энергии на образование новой свободной поверхности частиц шлама, оказывается еще меньше (по данным Л. А. Шрейнера, около 0,01 %).

Распределение подведенной мощности, к.п.д. ее использования в одной и той же породе в значительной степени зависят от условий работы породоразрушающего инструмента, которые определяются различными факторами, и в первую очередь технологическим режимом бурения.

Под технологическим режимом бурения понимается комплекс регулируемых (субъективных) факторов, определяющих условия и эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины.

По влиянию на процесс режимные параметры можно подразделить на первичные, или параметры управления, и вторичные, или параметры контроля. Первичные параметры являются факторами прямого воздействия на процесс, они позволяют регулировать процесс бурения.

Основные параметры управления в механическом вращательном бурении — нагрузка на долото $P_д$, кН; частота вращения породоразрушающего инструмента n, мин$^{-1}$; подача циркуляционного агента Q, л/с; тип и свойства циркуляционного агента (прежде всего те свойства, которые определяют величину дифференциального давления на забое и режим течения в призабойной части ствола скважины).

Вторичные параметры, хотя и определяют условия работы породоразрушающего инструмента на забое, сами находятся в определенной объективной зависимости от первичных параметров и конкретных условий в стволе скважины. Последнее обстоятельство позволяет их использовать для контроля условий в стволе скважины (отсюда второе их название — параметры контроля). Ко вторичным параметрам могут быть отнесены, например, крутящий момент, давление нагнетания, частота и амплитуда динамической

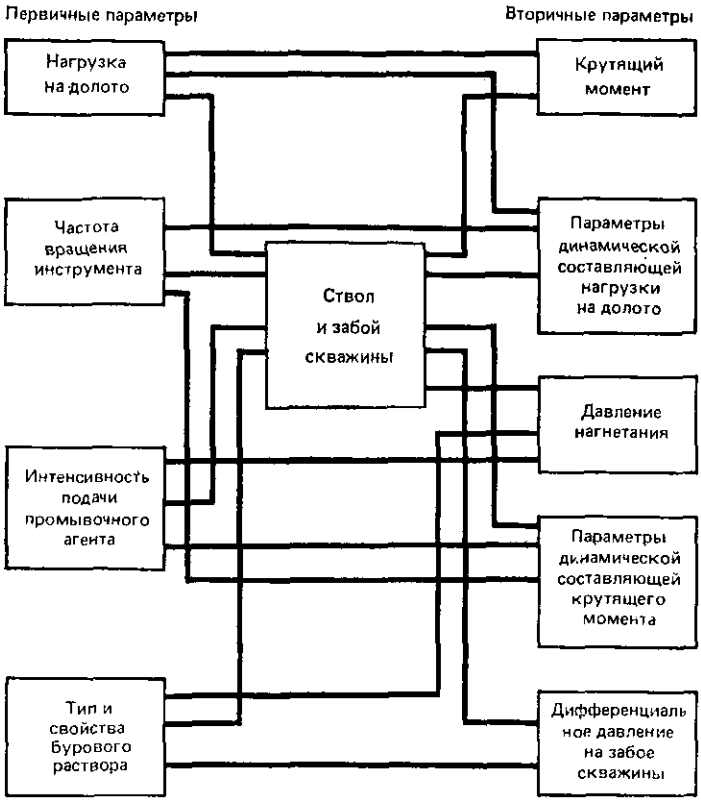


Рис. 6.1. Взаимосвязь первичных и вторичных режимных параметров

составляющей осевой нагрузки и крутящего момента, дифференциальное давление на забое скважины, изменение концентрации твердой фазы в буровом растворе при циркуляции по стволу скважины и т. д. При бурении с забойным двигателем зависимость вторичного параметра от первичного может определяться характеристикой самого двигателя.

Взаимосвязь первичных и вторичных параметров представлена на схеме (рис. 6.1).

Первичные параметры поддаются произвольному регулированию в некоторых пределах, определяемых технической характеристикой и состоянием наземного оборудования и забойного двигателя, а также состоянием бурильной колонны и ствола скважины. Регулированием первичных параметров добиваются повышения эффективности забойного процесса разрушения горной породы.

В зависимости от системы контроля и управления вторичный параметр может оказаться параметром управления. Например, некоторые автоматические устройства регулируют нагрузку на долото по крутящему моменту, осуществляя процесс бурения при заданном его значении.

Сочетание режимных параметров, которое обеспечивает наилучшие показатели проходки ствола скважины, наиболее высокие технико-экономические показатели и необходимое качество буровых работ с использованием имеющегося оборудования, называется оптимальным режимом бурения.

Еще в 30-х годах Ф. А. Шамшевым и другими было установлено, что оптимальный режим достигается при некоторых наиболее благоприятных сочетаниях режимных параметров. И с этой точки зрения оптимальным может быть только технологический режим, т. е. комплекс параметров, а не взятый в отдельности какой-либо его параметр.

Оптимальный режим разрабатывается для конкретных геолого-технических условий с учетом технических характеристик имеющегося бурового оборудования для наиболее эффективного использования его ресурсов. С развитием техники и совершенствованием способов бурения пересматриваются уровни оптимальных режимов.

Для оценки эффективности технологических режимов и выявления оптимального можно использовать различные показатели.

1. Скорость бурения ствола скважины (в м/ч):

средняя механическая скорость

$$v_м = h_р/t_б; \tag{6.1}$$

рейсовая скорость

$$v_р = h_р/(t_б + t_{сп}), \tag{6.2}$$

где $h_р$ — проходка за рейс, м; $t_б$ — продолжительность работы породоразрушающего инструмента на забое, ч; $t_{сп}$ — продолжительность спуско-подъемных операций с учетом вспомогательных, ч.

2. Проходка на долото $h_д$ и удельные эксплуатационные затраты на бурение 1 м ствола скважины (в руб/м):

$$C = \frac{C_д + C_ч (t_б + t_{сп})}{h_д}, \tag{6.3}$$

где $C_д$ — цена породоразрушающего инструмента с порайонной наценкой, руб.; $C_ч$ — эксплуатационные затраты за 1 ч работы буровой бригады.

В соответствии с последними директивными документами за основной критерий приняты удельные эксплуатационные затраты на проходку 1 м ствола скважины.

Чтобы проанализировать взаимосвязь удельных эксплуатационных затрат с механической скоростью $v_м$ и проходкой на долото $h_д$, в выражении (6.3) примем $C=\text{const}$ и обозначим $A=\frac{C_д}{C}+\frac{C_ч}{C}t_{сп}$ и $B=C_ч/C$. Тогда выражение (6.3) преобразуется к виду

$$v_м=\frac{B}{1-(A/h_д)}. \qquad (6.4)$$

По (6.4) можно построить график $h_д$—$v_м$, на котором изолиниями представлены уровни удельных эксплуатационных затрат $C=\text{const}$ (рис. 6.2). На основе графика можно сделать ряд важных выводов:

с повышением проходки на долото при неизменной механической скорости уровень эксплуатационных затрат значительно снижается;

при одном и том же уровне удельных эксплуатационных затрат снижение проходки на долото компенсируется значительно более интенсивным повышением механической скорости в области малых проходок, чем в области больших проходок на долото.

Эти выводы поясняют существующую тенденцию в совершенствовании буровых работ, направленную прежде всего на существенное повышение проходки на долото. Так, в СССР, по данным Минефтепрома, в эксплуатационном бурении за 15 лет с 1970 по 1985 г. проходка на долото возросла с 34,7 до 130,9 м. В настоящее время ресурс работы шарошечных долот наиболее совершенной конструкции превысил 200 ч. За это время одно долото в породах средней твердости проходит до 1,5 тыс. м.

С повышением глубины скважины возрастает роль долговечности долота. Технологический режим, который обеспечивает наиболее высокую механическую скорость бурения, не является оптимальным, если он одновременно приводит к заметному снижению проходки на долото и тем самым способствует увеличению объема спуско-подъемных операций.

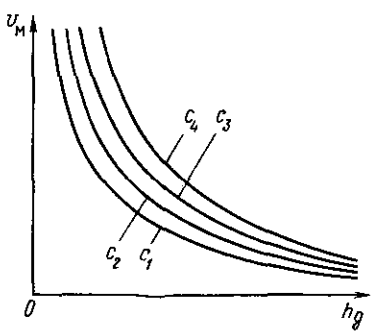


Рис. 6.2. Диаграмма удельных эксплуатационных затрат ($C_1>C_2>C_3>C_4$)

Правильным подбором технологических режимов бурения должно быть обеспечено решение двух основных задач: 1) проведение скважины по заданной траектории до проектной глубины и выполнение геологического задания; 2) производство буровых работ с наилучшими технико-экономическими показателями, т. е. в сжатые сроки и с наименьшими экономическими затратами.

Даже при самых высоких технико-экономических показателях

невыполнение геологического задания делает затраты бесцельными и снижает эффективность буровых работ.

Иногда в зависимости от конкретных условий применяют режимы, заведомо отличные от оптимальных. В этих случаях проблемы технико-экономической эффективности показателей отступают на второй план при наличии более существенных задач. Такой режим называется специальным. Его применяют, в частности, при бурении с отбором керна, искусственном искривлении ствола скважины, вскрытии нефтяных и газовых пластов с АВПД, бурении с полным поглощением и т. д.

6.2. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ И ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Как показывают широкие исследования и многолетний производственный опыт, оптимизация технологического режима бурения требует определенного соответствия величин режимных параметров в комплексе. Однако для выяснения роли каждого режимного параметра в достижении оптимального уровня используется методика исследований, по которой в стабильных условиях изучают изменение показателей бурения при варьировании только одного режимного параметра. Таким образом, было выяснено влияние осевой нагрузки, частоты вращения инструмента и подачи бурового раствора на эффективность работы породоразрушающего инструмента и его износостойкость. Поскольку опыты в таких случаях ведутся на протяжении короткого отрезка времени в виде отдельных тестов, то показателем эффективности работы инструмента может служить механическая скорость проходки и ее зависимость от исследуемого параметра.

Нагрузка на долото $P_д$ — один из основных режимных параметров. Она определяет удельное давление на контакте между рабочим элементом породоразрушающего инструмента (зубцом, резцом и т. п.) и горной породой на забое скважины. От контактного давления зависит интенсивность воздействия инструмента, глубина проникновения рабочих органов в забой, особенность процесса разрушения горной породы. В общих чертах зависимость характера разрушения горной породы от контактного давления можно проследить на примере разбуривания хрупкой или упругопластичной породы (рис. 6.3).

На основании анализа зависимости механической скорости от контактного давления выделяют три характерные зоны:

зона *I* (участок *OA*) — контактное давление ниже предела усталости горной породы, разрушение породы в виде поверхностного износа вследствие трения, скорость проходки прямо пропорциональна контактному давлению. В т. *A* контактное давление достигает предела усталости. Предел усталости p_A — это наимень-

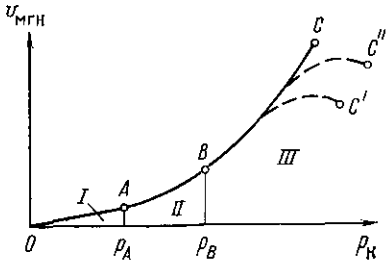


Рис. 6.3. Зависимость мгновенной скорости проходки от давления на контакте зубца с породой

шее контактное давление, при котором многократное приложение нагрузки вызывает развитие трещин в породе, приводящее к объемному разрушению. Предел усталости какой-либо горной породы в 20—30 раз ниже показателя ее твердости. Чем более неоднородна и хрупка горная порода, тем меньшее количество циклов нагружения требуется для ее разрушения;

зона *II* (участок *AB*) — контактное давление превышает предел усталости, но остается ниже уровня, соответствующего твердости горной породы в забойных условиях p_B. Отмечается появление трещин, сколов после многократного воздействия нагрузки. По мере увеличения контактного давления интенсивность развития трещин и глубина их проникновения растут, а требуемое количество циклов нагружения снижается;

зона *III* (участок *BC*) — контактное давление превосходит твердость горной породы в забойных условиях. Объемное разрушение горной породы происходит при единичном акте нагружения. На начальном участке наблюдается прямо пропорциональная зависимость между нагрузкой на долото и механической скоростью. Участок *BC* демонстрирует тенденцию последующего роста скорости бурения с повышением нагрузки на долото, на практике же для каждого конкретного сочетания долото — горная порода существует некоторый предел нагрузки, при которой достигается максимальная глубина внедрения рабочих элементов в породу.

При дальнейшем увеличении нагрузки механическая скорость проходки не растет. Оптимальный уровень нагрузки на долото связан с твердостью горной породы и с ее ростом повышается. Вместе с тем на величину оптимальной нагрузки для конкретной пары долото — горная порода оказывает влияние степень очистки забоя от шлама, конфигурация забоя скважины, высота зуба и т. д. С улучшением очистки забоя от шлама (кривая *BC''*) оптимальный уровень нагрузки повышается (сравните с кривой *BC'*).

К определению оптимального уровня нагрузки на долото обычно подходят с точки зрения обеспечения режима наиболее эффективного объемного разрушения горной породы, т. е. из условия, что создаваемое контактное давление будет не ниже твердости горной породы в забойных условиях.

Для вычисления нагрузки на шарошечное долото В. С. Федоровым и другими рекомендована формула

$$P_д = \alpha p_ш k_п \frac{D_д}{2} b, \qquad (6.5)$$

Таблица 6.1. Допустимые нагрузки на шарошечное долото

Диаметр долота по ГОСТ 20692—75, мм	Низкооборотное бурение	Высокооборотное бурение	Диаметр долота по ГОСТ 20692—75, мм	Низкооборотное бурение	Высокооборотное бурение
95,2	70	—	190,5	300	200
98,4	80	—	215,9	380	250
114,3	120	—	244,5	450	320
120,6	140	—	269,9	480	350
132,0	150	—	295,3	500	400
142,9	190	—	320,0	600	450
146,0—149,2	200	—	393,7	700	470
165,1	250	150			

где α — коэффициент, учитывающий изменение твердости горной породы в конкретных условиях забоя скважины, $\alpha = 0{,}33 \div 1{,}59$; $p_ш$ — твердость горной породы по штампу; $k_п$ — коэффициент перекрытия шарошечного долота; $D_д$ — диаметр долота; b — ширина площадки притупления зубца, обычно принимается равной 1 мм.

Так как невозможно с достаточной точностью прогнозировать твердость горной породы в забойных условиях, расчетное значение нагрузки приходится корректировать по результатам практической проверки. Рекомендуемая нагрузка не должна превышать предельно допустимых ее значений (табл. 6.1).

На практике нагрузка на долото иногда лимитируется неблагоприятными условиями в стволе скважины (высокая кавернозность, частая перемежаемость горных пород, искривление скважины и т. п.) и прочностью бурильной колонны.

Частота вращения инструмента существенно влияет на условия и показатели работы породоразрушающего инструмента. Частоту вращения регулируют по-разному в зависимости от способа бурения: в роторном бурении она может ступенчато изменяться в некоторых пределах, которые определяются технической характеристикой буровой установки, в то же время привод на постоянном токе допускает ее плавное регулирование в широких пределах; в турбинном бурении частота вращения инструмента изменяется в зависимости от крутящего момента на валу турбобура в соответствии с его рабочей характеристикой; при использовании электробура во всем рабочем диапазоне нагрузок частота вращения его вала изменяется весьма незначительно.

В самом простейшем виде зависимость механической скорости проходки от частоты может быть выражена зависимостью

$$v_м = \delta n, \tag{6.6}$$

где δ — проходка ствола скважины за один оборот инструмента; n — частота вращения, об/мин.

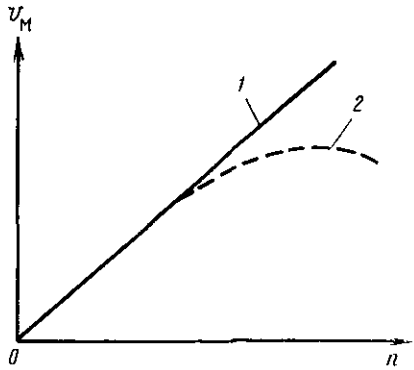


Рис. 6.4. Зависимость механической скорости проходки от частоты вращения

На рис. 6.4 зависимость $v_м=f(n)$ должна быть представлена прямой линией, угол наклона которой к оси абсцисс определяется величиной δ. В действительности зависимость вида *1* наблюдается только при использовании некоторых типов породоразрушающего инструмента (алмазных долот, мелкоалмазных и импрегнированных коронок, долот типа ИСМ в твердых, породах). И в то же время для многих иных видов породоразрушающего инструмента (например, для шарошечных долот) на полученной экспериментальным путем зависимости заметно выполаживание (кривая *2* на рис. 6.4). Анализируя полученную зависимость, можно предположить, что, начиная с некоторого порога частоты, сама проходка за один оборот δ становится функцией частоты.

Продолжительность взаимодействия рабочего органа с забоем зависит от частоты вращения инструмента и снижается с ее ростом. Чтобы взаимодействие завершилось разрушением, необходимо некоторое время на развитие полной деформации и разрушение горной породы.

В хрупких породах деформация происходит за несколько миллисекунд. Следовательно, при повышении частоты наступает момент, когда время взаимодействия рабочего органа с породой начинает влиять на проходку за один оборот. Если на первых порах повышение частоты в некоторой степени компенсирует снижение величины δ и на графике отмечается выполаживание кривой, то в дальнейшем с некоторого значения n механическая скорость начинает снижаться и на графике $v_м=f(n)$ отмечается максимум.

Для функции $\delta=f(n)$ предложены различные модели. Как пример можно привести следующую модель:

$$\delta=A\left(1-e^{-B/n}\right), \tag{6.7}$$

где A и B — опытные коэффициенты, например, для мрамора $A=55\cdot10^{-3}p_к$ ($p_к$ — контактное давление в МПа); $B=90$.

Так как в хрупких твердых породах деформация развивается быстрее, чем в пластичных и упругопластичных породах средней твердости, было сделано предположение и затем было доказано экспериментальным путем, что в хрупких породах максимумы механической скорости проходки достигаются при более высоких частотах вращения, чем в породах упругопластичных. При определении частоты вращения приходится учитывать ее влияние на

интенсивность абразивного износа. В абразивных породах частоты вращения снижаются до 40—50 мин$^{-1}$.

Наиболее высокие частоты вращения рекомендуются для алмазного бурения (400 мин$^{-1}$ и выше).

Интенсивность подачи циркуляционного агента и его свойства оказывают определяющее влияние на эффективность буровых работ. Практическим путем установлено, что высокие механические скорости могут быть достигнуты только при условии хорошей очистки забоя скважины от шлама.

Эффективность удаления шлама с забоя зависит от количества промывочной жидкости, поступающей к забою в единицу времени (подачи); свойств промывочной жидкости, и прежде всего реологических ее свойств в забойных условиях; скорости истечения жидкости из каналов в породоразрушающем инструменте; ориентации исходящих из инструмента потоков жидкости по отношению к поверхности забоя; организации и интенсивности циркуляции в призабойной части скважины.

О качестве промывки судят по количеству шлама, которое скапливается на забое за время проведения спуско-подъемных операций.

Необходимая подача промывочной жидкости определяется на основе выработанных практикой рекомендаций либо по скорости восходящего потока в затрубном пространстве (см. с. 113), либо по удельной подаче на единицу площади забоя. Диапазон удельной подачи промывочной жидкости на 1 см^2 площади забоя устанавливается в пределах 0,035—0,050 л/с при роторном способе и бурении электробуром и до 0,07 л/с при использовании гидравлического забойного двигателя.

Эффективность использования гидравлической мощности бурового насоса удается повысить с применением гидромониторных долот. Вследствие гидромониторного воздействия струй, выходящих из насадок долота, значительно улучшается очистка забоя. Гидромониторный эффект достигается при скоростях истечения жидкости из насадок не ниже 80 м/с. Повышение скорости истечения достигается либо увеличением подачи промывочной жидкости, либо уменьшением проходного сечения насадок. Программу использования гидромониторных долот разрабатывают на основе гидравлических расчетов.

В достаточной степени изучено влияние отдельных свойств промывочной жидкости на эффективность работы породоразрушающего инструмента. Неблагоприятное влияние на механическую скорость проходки оказывает повышение плотности и вязкости промывочной жидкости и содержания в ней твердой фазы. Рост плотности приводит к увеличению дифференциального давления на забое, которое отрицательно сказывается на отделении частиц породы от забоя. Повышение вязкости промывочной жидкости препятствует турбулизации потоков в призабойной части и

ухудшает условия удаления шлама. Отрицательно сказывается на механической скорости проходки и снижение показателя фильтрации, так как при этом усиливается действие дифференциального давления. В благоприятных условиях переход на промывку технической водой или продувку газом способствует значительному повышению показателей бурения.

Анализируя влияние режимных параметров на забойные процессы, нельзя не остановиться на том, что они существенным образом сказываются на интенсивности изнашивания и долговечности породоразрушающего инструмента. По мере изнашивания и притупления его рабочих элементов заметно изменяется процесс разрушения горной породы и его эффективность падает. Хотя само изнашивание породоразрушающего инструмента при механическом бурении неизбежно, его интенсивность регулируется посредством изменения режимных параметров. Установлено, что оптимизация процесса бурения способствует повышению ресурса породоразрушающего инструмента.

Для описания функциональной зависимости мгновенной скорости проходки от продолжительности работы породоразрушающего инструмента на забое (чистого времени бурения) предложено свыше 10 различных аналитических моделей. Наиболее часто эту зависимость выражают в виде

$$v_{\text{мгн}} = v_0 e^{-\beta t}, \tag{6.8}$$

где v_0 — начальная скорость проходки; β — декремент падения скорости проходки.

Из (6.8) интегрированием получают

$$h_{\text{д}} = \frac{v_0}{\beta}\left(1 - e^{-\beta t_{\text{д}}}\right), \tag{6.9}$$

где $h_{\text{д}}$ — проходка на долото; $t_{\text{д}}$ — время работы долота.

Считается, что v_0 характеризует начальную буримость, зависящую от твердости горной породы, при некотором технологическом режиме, а декремент снижения скорости проходки — абразивность горной породы по отношению к данному породоразрушающему инструменту.

Регулируя технологический режим бурения, одновременно воздействуют на показатели v_0 и β. Основные факторы воздействия — нагрузка на долото и частота вращения. С повышением нагрузки на долото начальная скорость проходки растет до некоторого предельного значения, которое определяется конструкцией породоразрушающего инструмента и механическими свойствами горной породы (прежде всего твердостью и пластичностью), а интенсивность износа растет пропорционально осевой нагрузке до некоторого ее значения, а затем очень быстро повышается. Это связано с тем, что вооружение долота подвергается одновременно нескольким видам износа (по В. Н. Ви-

ноградову, абразивный, ударно-абразивный, гидроабразивный, усталостный и окислительный) и под влиянием роста нагрузки превалирующим видом износа становится объемно-усталостное разрушение. С повышением частоты вращения интенсивность износа растет примерно пропорционально.

Долговечность шарошечного долота лимитируется износом его вооружения или опоры. Долговечность вооружения шарошечного долота может быть подсчитана по формуле

$$t_{в} = \frac{a}{P_{д}^{c_1} n^{c_2}}, \qquad (6.10)$$

где a — коэффициент, зависящий от конструкции долота; c_1 и c_2 — показатели, зависящие от абразивности горной породы и свойств промывочной жидкости: значения c_1 и c_2 варьируют в пределах от 1,0 до 1,5.

Долговечность опоры шарошечного долота определяется опытным путем на основании испытания долот в различных режимах и может быть оценена расчетом по формуле

$$t_{оп} = \frac{b}{P_{д}^{d_1} n^{d_2}}, \qquad (6.11)$$

где b — коэффициент, зависящий от конструкции опоры и свойств промывочной жидкости; d_1 и d_2 — показатели, зависящие от абразивности шлама проходимых горных пород и свойств промывочной жидкости; рекомендуемые значения для промывки глинистым раствором $1 < d_1 \leqslant 1{,}5$ и $d_2 \leqslant 1$.

Совместное изучение условий эффективной работы шарошечного долота и его износа позволило исследователям построить график $P_д$—n для каждого типоразмера долота (рис. 6.5). На графике выделяются три зоны: *1* — неэффективного использования инструмента; *2* — рациональной отработки; *3* — катастрофического разрушения опор. Причем в зависимости от механических свойств горной породы рекомендуется использовать разные части графика: при повышенной твердости и абразивности рациональный режим отыскивается в правой части области *2*, т. е. в диапазоне пониженных частот и повышенных нагрузок на долото, а при пониженной твердости и абразивности — в левой части области *2*.

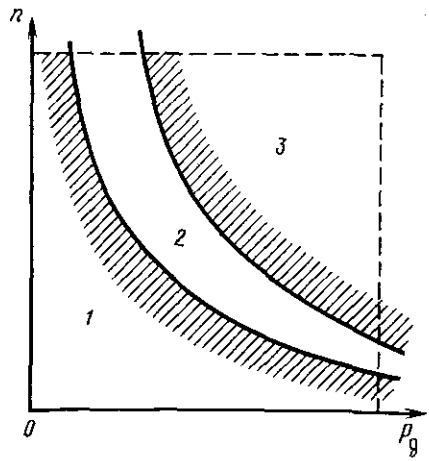


Рис. 6.5. График рациональной отработки долот по $P_д$ и n

С внедрением шарошечных долот повышенной долговечности (с герметизированной маслонаполненной опорой) большое значение придается рациональной отработке инструмента с использованием всего его ресурса. Это достигается правильной приработкой нового долота на забое при пониженных нагрузках и частотах и соблюдением рекомендаций предприятия-изготовителя долот по технологическому режиму. Современное шарошечное долото представляет собой сложный породоразрушающий механизм, который необходимо использовать с соблюдением правил его эксплуатации.

6.3. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Понятие оптимизации процесса бурения в широком смысле означает не только подбор рационального типа породоразрушающего инструмента и оптимального технологического режима бурения для каждого рейса, каждого характерного интервала, но и создание благоприятных условий для поддержания эффективности проходки в последующих рейсах и для сохранения устойчивости ствола скважины. С этой точки зрения в оптимизацию процесса бурения следует включать и специальные режимы. Действительно, едва ли можно считать оптимальным такой технологический режим бурения, когда в последующем рейсе приходится затрачивать значительную часть рабочего времени на проработку ствола скважины или очистку от скопившегося шлама. Еще более тяжелые последствия могут появиться, если в интервале, пройденном с высокой механической скоростью, допущено значительное искривление ствола или нарушена устойчивость стенок скважины и т. п.

Ниже мы будем рассматривать вопросы оптимизации процесса бурения в рамках одного рейса лишь для упрощения и конкретизации задачи.

Вопросы оптимизации процесса проходки ствола скважины решаются в два этапа:

первый этап включает разработку оптимальной технологии на стадии составления технического проекта на строительство скважины;

второй этап представляет собой оперативную оптимизацию (детализацию, корректировку и уточнение) технологического режима в процессе проходки скважины на основании тестов, анализа информации контрольно-измерительной аппаратуры и уточнения геологического разреза по данным механического каротажа.

На стадии составления технического проекта на строительство скважины для обоснования оптимальных режимов бурения используются различные источники информации:

материалы, полученные в результате бурения опорно-технологических скважин в рассматриваемом районе;

материалы, полученные в результате обработки промысловых данных по строительству скважин в аналогичных условиях в других районах;

данные о физико-механических свойствах горных пород, представленных в проектном разрезе по скважине, а также результаты экспериментальных исследований и анализа аналитических зависимостей;

рекомендации предприятий-изготовителей породоразрушающего инструмента по его рациональному использованию.

По существующей методике проектирования предусмотрен определенный порядок обоснования рациональных типов породоразрушающего инструмента по обобщенной классификационной таблице (ОКТ) и подбора оптимальных технологических режимов (рис. 6.6).

Правильный выбор типа породоразрушающего инструмента — один из важнейших факторов, позволяющих достигнуть высокой производительности труда на буровых работах. Наиболее полного соответствия типа породоразрушающего инструмента свойствам горных пород можно добиться в том случае, когда геологический разрез достаточно хорошо изучен. Как правило, геологический разрез хорошо известен при проектировании эксплуатационного бурения. Подбор рациональных типов породоразрушающего инструмента для структурно-поискового и разведочного бурения усложняется из-за недостаточности информации о физико-механических свойствах горных пород, толщины отдельных пропластков и т. п.

Большое значение для определения оптимального режима отработки инструмента в тех или иных условиях и прогнозирования показателей его работы имеет использование аналитических моделей. Математическое моделирование бурения — это составление аналитических выражений, описывающих процесс работы инструмента на забое скважины.

Математическое моделирование должно удовлетворять нескольким требованиям, среди них наиболее важны описание процесса с достаточной для практических целей точностью и несложная идентификация модели, т. е. привязка модели к конкретным условиям путем определения входящих в выражения констант, коэффициентов, показателей степени и т. п.

Особенности процесса бурения обусловлены действием множества факторов, поэтому и аналитическое описание процесса тоже является многоаргументным. Разумеется, учесть все связи невозможно, поэтому при построении модели количество аргументов приходится ограничивать, выбирая наиболее существенные из них, отличающиеся сильной связью. Это приводит к тому, что, с одной стороны, модель становится удобной в оперировании с ней, а с другой — она лишь приближенно описывает реальный процесс.

При моделировании процесса роторного бурения наиболее важные аргументы — характеристики твердости и абразивности гор-

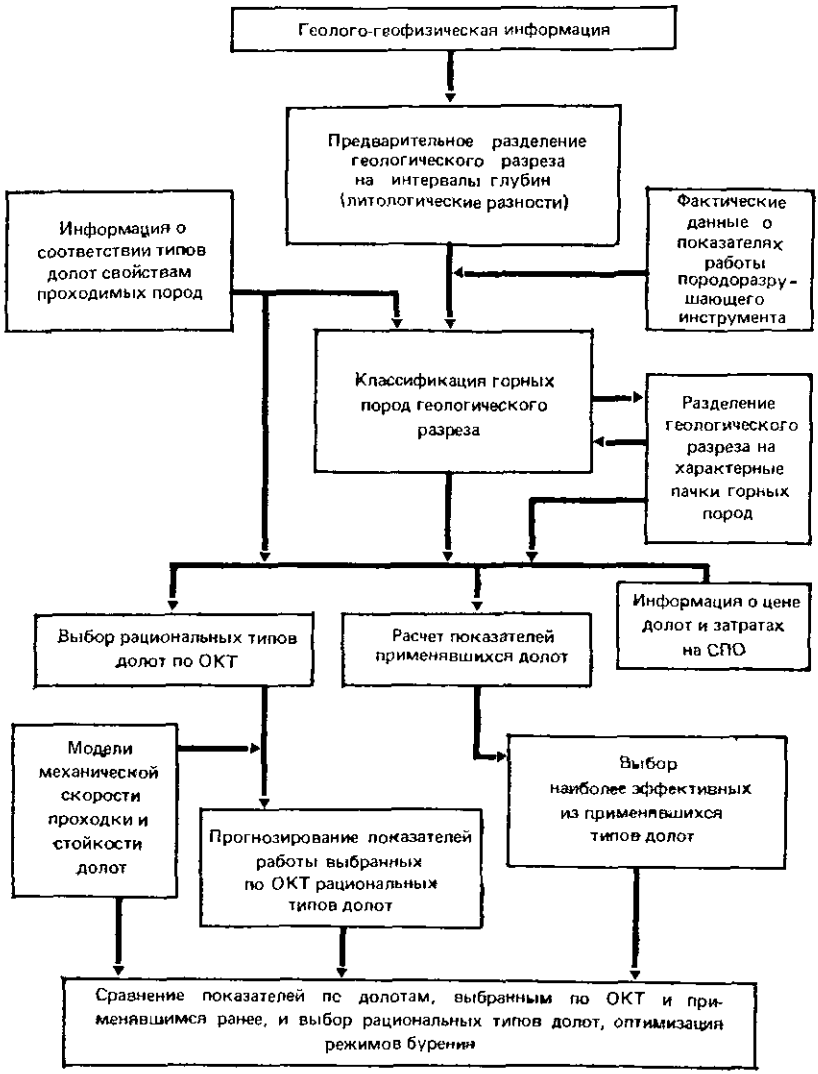


Рис. 6.6. Блок-схема сбора и обработки первичной информации и выбора рациональных типов долот

ной породы и режимные параметры: нагрузка на долото $P_д$, частота вращения n и подача Q промывочной жидкости (циркуляционного агента). Для упрощения модели очень часто полагают, что подача промывочной жидкости находится в рациональных пределах, и ограничиваются рассмотрением влияния лишь двух ре-

жимных параметров (нагрузки на долото и частоты вращения). В моделировании процесса роторного бурения нередко оперируют тремя моделями, придавая им различный конкретный вид:

$$\frac{dh}{dt} = f_1(P_д,\ n,\ \Delta p_{диф})\,e^{-\beta t}; \tag{6.12}$$

$$\frac{dB}{dt} = f_2(P_д,\ n)\,e^{-\alpha t}; \tag{6.13}$$

$$\frac{d\Pi}{dt} = f_3(P_д,\ n), \tag{6.14}$$

где B — функция износа вооружения долота; П — функция износа опоры долота.

Математическое моделирование процесса бурения с забойным гидравлическим двигателем должно учитывать, что частота вращения породоразрушающего инструмента в этом случае устанавливается в соответствии с рабочей характеристикой забойной машины в зависимости от подачи промывочной жидкости Q и крутящего момента на валу, поэтому модели записываются в виде:

$$\frac{dh}{dt} = f_1(P_д,\ Q)\,e^{-\beta t}; \tag{6.15}$$

$$\frac{dB}{dt} = f_2(P_д,\ Q); \tag{6.16}$$

$$\frac{d\Pi}{dt} = f_3(P_д,\ Q). \tag{6.17}$$

Чтобы произвести идентификацию модели, необходимо располагать фактическими данными о показателях работы долота в конкретном разрезе. Имеются методики, позволяющие по одному рейсу долота подсчитать все константы, необходимые для идентификации модели, а затем определить оптимальный режим и вычислить прогнозные значения показателей работы долота при этом режиме. При разработке проекта для вновь осваиваемого района модели идентифицируют по фактическим данным бурения скважин в аналогичных условиях.

По некоторым методикам для идентификации моделей вычисляют три константы: постоянную буримости горной породы, которая характеризует эффективность работы использованного типа долота в рассматриваемой разности горной породы; постоянную абразивности, которая характеризует интенсивность абразивного воздействия горной породы на вооружение долота; постоянную, учитывающую влияние бурового раствора на долговечность опоры долота.

Трех указанных выше констант оказывается достаточно для просчета показателей работы долота при различных сочетаниях нагрузки на долото и частоты вращения и выбора оптимального режима.

До промышленного внедрения разработанной технологии рекомендуется провести экспериментальную проверку правильности принятых решений. На этой стадии, которая обычно называется экспериментальной, на вновь осваиваемой площади закладывают опорно-технологическую скважину и уточняют рациональные типы долот и технологические режимы. По результатам проведенных экспериментальных исследований разрабатывают регламенты отработки долот, которыми руководствуются буровые бригады в работе.

В качестве примера рассмотрим методику, приведенную в РД 39-2-52—78.

По существующей методике в рассматриваемом интервале выделяют характерные пачки горных пород по буримости. В характерные пачки объединяют смежные разности горных пород, не имеющих статистически значимых различий по буримости. Используя средневзвешенные характеристики твердости и абразивности пород, объединенных в одной характерной пачке, выбирают тип долота по обобщенной классификационной таблице и затем проектируют оптимальный режим в следующем порядке.

1. По фактическим данным хотя бы за один рейс применительно к конкретной паре долото — горная порода определяют коэффициент k по формуле

$$k = \frac{v_0}{(0{,}1P_д - 2)^d n^\alpha}, \tag{6.18}$$

где d и α — показатели степени, определяемые по соответствующим таблицам (d — в зависимости от категории горной породы и удельной интенсивности промывки, α — в зависимости от категории горной породы). Вместо $P_д$ и n подставляют те величины, при которых получена начальная скорость v_0.

2. Расчет начальной скорости проходки при различных сочетаниях нагрузки на долото и частоты вращения

$$v_{0ij} = k(0{,}1P_{дi} - 2)^d n_j^\alpha. \tag{6.19}$$

Величина коэффициента k принимается постоянной.

3. Определение по таблицам показателей долговечности долота $t_{бij}$ данного типа при различных сочетаниях нагрузки на долото и частоты вращения.

4. Определение механической скорости проходки при различных сочетаниях нагрузки на долото и частоты вращения

$$v_{мij} = v_{0ij}\left(1 - \frac{A^2}{b}\right)^{\frac{0{,}02n_j}{v_{0ij}} t_{бij} v_{мij}}, \tag{6.20}$$

где A — категория горной породы по абразивности; b — коэффициент, зависящий от типа долота по вооружению (определяется

по таблице). Уравнение (6.20) решается с помощью ЭВМ или графическим путем.

5. Расчет проходок за рейс

$$h_{ij} = v_{мij} t_{бij}. \tag{6.21}$$

6. Определение удельных эксплуатационных затрат

$$C_{ij} = \frac{C_д + C_ч (t_{бij} + t_{сп})}{h_{ij}}. \tag{6.22}$$

7. Выделение по критерию C оптимального режима бурения.

В итоге проведенных расчетов по решению оптимизационной задачи должны быть получены следующие результаты: выделен рациональный типоразмер долот для каждой характерной пачки в рассматриваемом интервале; выбран технологический режим, обеспечивающий минимум удельных эксплуатационных затрат; определены прогнозные показатели бурения в каждой характерной пачке (проходка на долото, механическая скорость бурения и удельные эксплуатационные затраты).

С повышением ресурса долота все большее значение приобретает правильный выбор типоразмера долота не для каждой отдельной характерной пачки, а для значительного интервала, который может быть пройден без замены долота.

Решение оптимизационной задачи при бурении с забойным двигателем несколько усложняется, поскольку в этом случае необходимо согласовать режим отработки долота с рабочей характеристикой забойного двигателя. Одни двигатели (электробур, объемный винтовой двигатель) отличаются достаточно жесткой характеристикой, и частота вращения вала мало зависит от загрузки; у *турбобуров, наоборот, частота вращения может варьировать* в широких пределах. При разработке технологии турбинного бурения должны быть рассмотрены три задачи:

1) обеспечение эффективной работы долота на забое, т. е. создание и поддержание режима, близкого к оптимальному для данной *пары долото — горная порода*;

2) обеспечение устойчивой эффективной работы турбобура, т. е. режима его работы с достаточно высоким к. п. д.;

3) рациональное использование гидравлической мощности бурового насоса.

Рабочую характеристику турбобура согласовывают с режимом отработки долота на основании расчетов крутящего момента на валу забойного двигателя при осевой нагрузке в рекомендованном диапазоне. По расчетным величинам крутящего момента с использованием рабочей характеристики турбобура определяют соответствующие частоты вращения вала и проводят анализ пригодности выбранного типа турбобура для проходки интервала на оптимальном режиме.

Поскольку в проекте на строительство скважины невозможно в точности предусмотреть все особенности геологического строения разреза, очень важное значение приобретает оперативная корректировка технологии бурения при реализации предписаний регламента.

Оперативное управление процессом бурения в значительной степени зависит от квалификации бурового персонала (прежде всего бурильщика), оснащенности средствами контроля процесса бурения и оперативности и правильности обработки информации, поступающей от контрольно-измерительных систем.

6.4. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ КЕРНА

Главная задача при разработке технологии бурения с отбором керна — обеспечение высокого качества кернового материала, извлекаемого из скважины. Высококачественный керн должен давать полное представление о горных породах, слагающих опробуемый интервал, доставлять достоверную информацию о строении породы-коллектора, его насыщении и составе пластового флюида.

Поскольку технология бурения с отбором керна подробно рассматривается в курсе колонкового бурения, здесь остановимся в основном на рассмотрении инструментов, применяемых для получения керна при бурении нефтяных и газовых скважин.

По классификациям (С. А. Волкова, С. С. Сулакшина, И. И. Барабашкина и др.), изучаемым в курсе колонкового бурения, все горные породы по трудности получения керна подразделены на несколько категорий. В основу деления горных пород положены такие признаки, как прочность и стабильность внутренних связей в горной породе, степень ее нарушенности, устойчивость горной породы против вибраций и эрозионного действия промывочной жидкости, растворимость горной породы. Отнесение горной породы к той или иной категории позволяет правильно выбрать способ получения керна, тип колонкового инструмента и наиболее подходящий технологический режим.

Разнообразие геологических условий, в которых приходится отбирать керн, обусловило большое количество разновидностей колонкового инструмента. По схеме и способу создания циркуляции промывочного агента все их можно подразделить на два класса и в каждом классе выделить несколько разновидностей по принципиальной конструктивной схеме и способу подъема керна на поверхность (табл. 6.2). Чем труднее удержать, сохранить керновый материал при его выбуривании и подъеме на поверхность, тем тщательнее нужно разрабатывать технологию бурения и сложнее конструкции применяемого колонкового инструмента. Если из монолитных устойчивых пород высокий процент выноса керна получают с использованием одинарного колонкового снаряда, то трещиноватые, дробленые породы-коллекторы и рыхлые породы

Таблица 6.2. Классификация колонковых снарядов

Способ подъема керна на поверхность	С прямой циркуляцией с поверхности	С обратной призабойной циркуляцией
С подъемом бурильной колонны	Колонковый снаряд с одинарной колонковой трубой	Колонковый снаряд с одинарной колонковой трубой, создающий обратную циркуляцию за счет расхаживания инструмента. Колонковый снаряд с одинарной колонковой трубой, оснащенный пневматическим или гидравлическим насосом
	Двойной колонковый снаряд: с жестко вмонтированной керноприемной трубой, со свободно вращающейся керноприемной трубой, с керноприемной гильзой, с эластичной керноприемной камерой, колонковое турбодолото с несъемной грунтоноской	Двойной колонковый снаряд с гидравлическим устройством, приводимым в действие потоком промывочной жидкости (эжектор, центробежный насос с турбиной и т. п.), для создания призабойной циркуляции. Эжекторный снаряд с магазинированием керна
Без подъема бурильной колонны	Колонковый снаряд со съемной грунтоноской, колонковое турбодолото со съемной грунтоноской	Колонковый снаряд с гидравлическим транспортом керна за счет обратной циркуляции по скважине

Таблица 6.3. Соотношение основных диаметров керноприемных устройств по ГОСТ 21949—76

Наружный диаметр корпуса, мм	Внутренний диаметр керноприемника, мм			Наружный диаметр корпуса, мм	Внутренний диаметр керноприемника, мм		
	Тип Р	Тип Т			Тип Р	Тип Т	
		Исполнение 1	Исполнение 2			Исполнение 1	Исполнение 2
122	52	—	—	195	—	60	80
138	67	—	—	203	100	—	—
164	80	40	80	215	—	60	100
172	—	40	80	240	—	60	100

требуют использования двойных колонковых снарядов с вращающейся или невращающейся керноприемной трубой.

По ГОСТ 21949—76 «Устройства керноприемные» предусмотрен выпуск керноприемных устройств двух типов в зависимости от способа бурения: для роторного бурения — тип Р, для бурения с забойным двигателем — тип Т.

Таблица 6.4. Основные данные о керноприемных устройствах для роторного бурения

Шифр серии	Типоразмер	Диаметр, мм			Длина керноприемной трубы, мм	Масса устройства, кг
		корпуса (наружный)	бурильной головки (рекомендуемый)	керна		
«Недра»	СКУ1-203/100	203	244,5/100, 269,9/100, 295,3/100, 311,1/100, 320,0/100, 349,2/100	100	7113	3700
	КД11М-164/80	164	187,3/80, 212,7/80, 222,3/80,	80	7277	1555
	СКУ-138/67	138	158,7/67, 165,1/67, 171,4/67	67	7055	1520
	СКУ1-122/52	122	139,7/52, 142,9/52, 149,2/52	52	6545	1330
«Силур»	СКУ-146/80	146	187,3/80, 212,7/80, 222,5/80	80	6878	620
	СКУ-114/52	114	139,7/52, 142,9/52, 149,2/52	52	6545	300
	СКУ-122/67	122	158,7/67, 165,1/67, 171,4/67	67	4025	317
«Кембрий»	СКУ1-172/100	172	187,3/100, 212,7/100 и выше	100	7277	1630

В ГОСТе оговорено, что тип Р должен включать съемный керноприемник, а тип Т может выпускаться со съемным (исполнение 1) и несъемным (исполнение 2) керноприемниками. Соотношение наружного диаметра устройства и внутреннего диаметра керноприемника приведено в табл. 6.3.

В роторном бурении уже в течение длительного времени используют колонковый снаряд «Недра» конструкции ВНИИБТ, известный под шифром КД11М-164/80 (ранее обозначался КД11М-190/80). Он имеет внутреннюю керноприемную трубу на жесткой подвеске, изолирующую керн от потока промывочной жидкости. На базе этого снаряда разработаны модификации СКУ1-122/52,

Таблица 6.5. Основные сведения о колонковых турбодолотах

Шифр серии	Типоразмер	Диаметр, мм				Длина, мм		Масса турбодолота, кг
		корпуса (наружный)	бурильной головки (рекомендуемый)	керна	съемной грунтоноски (наружной)	грунтоноски	керноприемной трубы	
КТД3	КТД3-240-269/47	240	269,9/47	47	73	7,05	3,26	1750
КТД4	КТД4С-172-190/40	172	187,3/40	40	68	14,0	7,0	2318
	КТД4С-195-214/60-80*	195	212,7/60 212,7/80*	60 80	83	25,835	25,0	4450

* Диаметры бурильной головки и керна в случае использования несъемного керноприемника.

СКУ-138/67, СКУ1-203/100, причем они могут иметь как жесткую, так и подвижную подвеску внутренней керноприемной трубы. Для бурения в разрезе, представленном слабосвязанными, пластичными и пучащими породами, во ВНИИБТ разработана серия керноприемных устройств под названием «Силур» с уменьшенным наружным диаметром корпуса. Она включает типоразмеры СКУ-146/80, СКУ-122/67 и СКУ-114/52. Во ВНИИБТ длительное время ведутся работы по увеличению диаметра отбираемого керна при сохранении наружного габарита корпуса. В результате этих работ положено начало новой серии колонковых устройств под названием «Кембрий». Из этой серии в ограниченном количестве производится керноприемное устройство под шифром СКУ1-172/100, имеющее керноприемную трубу на свободной подвеске. Основные данные по устройствам серий «Недра», «Силур» и «Кембрий» приведены в табл. 6.4.

В очень рыхлых, рассыпающихся сильнотрещиноватых породах можно применять двойной колонковый снаряд с эластичной оболочкой. Ее изготовляют из стойкой резины или иного эластичного материала. В первоначальном состоянии эластичная оболочка в один или несколько слоев натянута на керноприемную трубу. По мере выбуривания керна через нижний торец керноприемной трубы оболочка втягивается внутрь и охватывает керн. Подача эластичной оболочки внутрь происходит в результате периодического расхаживания бурильной колонны и гидравлического давления промывочной жидкости. Колонковые устройства этого типа входят в серию под названием «Плутоний».

Во всех случаях, когда обстоятельства вынуждают сокращать проходку за рейс, чтобы не допустить потери керна, большое преимущество в глубоком бурении имеют устройства со съемной грун-

тоноской, которую можно поднимать из скважины без выполнения спуско-подъемных операций. В нашей стране способ отбора керна с помощью съемных грунтоносок нашел практическое применение в турбинном бурении. Применяются колонковые турбодолота двух серий — КТД3 и КТД4. Их типоразмеры приведены в табл. 6.5. Турбодолота серии КТД4 позволяют отбирать керн большего диаметра, чем КТД3.

В глубоких скважинах, где особое значение имеет сохранение керна при подъеме инструмента из скважины, хорошие результаты дают колонковые снаряды с обратной промывкой и магазинированием керна типа МАГ. Они были применены в сверхглубокой скважине СГ-3 «Кольская» и показали высокую эффективность.

Несмотря на имеющуюся номенклатуру колонкового инструмента проблемы повышения качества кернового материала актуальны и для конструкторов — создателей новой техники, и для технологов на производстве. Усложнение условий получения керна связано с ростом глубин поисково-разведочных скважин и увеличением объемов наклонно направленного бурения. Возрастают и требования к качеству кернового материала. Все это заставляет непрерывно совершенствовать технические средства для отбора керна и технологию его получения.

Чтобы повысить достоверность определения газонефтенасыщения по керну, разработаны и применяются специальные колонковые снаряды, позволяющие герметизировать керн на забое скважины и сохранять забойное давление в течение всего времени подъема инструмента на поверхность. Создан колонковый снаряд, в котором внутренняя поверхность керноприемной трубы имеет олеофильное полиуретановое покрытие. Оно улавливает нефть, выделившуюся из керна. В лаборатории содержание нефти в породе-коллекторе определяют по результатам исследования керна и олеофильного материала.

В некоторых конструкциях колонковых снарядов вместо стальной применяют стекловолокнистую керноприемную трубу, которую сплетают из стеклянных волокон с последующей пропиткой твердеющим полимерным материалом. В стеклянной трубе создается идеально гладкая внутренняя поверхность с очень низким коэффициентом трения, что является эффективным средством против подклиниваний керна. На поверхности стекловолокнистую трубу с керном извлекают из снаряда и разрезают по длине на части, которые закрывают крышками и в таком виде направляют для изучения и лабораторного исследования.

В области развития технологии бурения проводятся работы по созданию новых рецептур промывочных жидкостей, которые отличались бы незначительной фильтрацией в керн. Внутрь колонкового снаряда помещают консистентную смазку, которая обволакивает керн изолирующей пленкой.

Развиваются скважинные технические средства для обнаружения признаков нефти непосредственно у забоя. Измерительный инструмент включает люминесцентный анализатор.

6.5. РОЛЬ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ В КОНТРОЛЕ И УПРАВЛЕНИИ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ

Грамотное оперативное управление процессом бурения, своевременное обнаружение возникающего в скважине осложнения, строгое соблюдение проектной траектории скважины, обеспечение высоких технико-экономических показателей буровых работ и т. п. требуют надлежащего контроля в ходе работ по проходке ствола скважины. Как было показано выше (см. 6.1), технологический контроль процесса бурения обязательно должен быть комплексным, т. е. охватывать непрерывным измерением как первичные, так и вторичные параметры. По мере накопления практического опыта, совершенствования средств контроля и разработки новых контрольно-измерительных систем номенклатура контролируемых параметров неуклонно расширяется.

В настоящее время используются контролирующие системы, которые включают номенклатуру почти двух десятков контролируемых параметров. Поток информации, поступающей от контрольно-измерительных систем, становится настолько обширным, что ее невозможно охватить даже опытному специалисту и требуются автоматические промежуточные звенья для ее обработки и выдачи директив. Таким образом, на современном этапе развития техники и технологии буровых работ требуются достаточно сложные информационно-измерительные системы, которые в автоматическом режиме осуществляли бы непрерывный комплексный контроль процесса бурения, сбор и обработку поступающей от контрольно-измерительной аппаратуры информации, выработку на ее основе директивных указаний по управлению процессом бурения и, наконец, регистрацию и накопление информации в банке данных.

Можно выделить следующие основные функции информационно-измерительной системы:

измерение и регистрация параметров процесса бурения;

сравнение значений измеряемых параметров с заданными уровнями «уставок» для выявления отклонений контролируемых параметров за пределы допустимого диапазона и подачи сигнала;

обработка результатов измерений (интегрирование, дифференцирование, усреднение, определение технико-экономических показателей, статистическая обработка);

накопление, хранение и выдача информации для использования накопленных данных.

Информационно-измерительная система, пригодная для исполнения указанных функций, оказывается достаточно сложной, и возникает задача ее обслуживания, обеспечения нормальной ра-

боты и проведения ремонтов, а также контроля результатов переработки информации и выдачи команд. Кроме того, в буровых производственных организациях накапливается и обрабатывается геологическая информация, поступающая с бурящихся скважин. По установившейся традиции два потока информации (технологическая и геологическая) существовали раздельно, т. е. буровики и геологи занимались ею раздельно. В то же время совмещение технологической и геологической информации значительно повышает эффективность контроля. Так возникла идея о проведении геолого-технологического контроля.

В структуре буровой организации нет подразделения, которое могло бы взять на себя обслуживание информационно-измерительных систем и проведение геолого-технологического контроля. Наиболее подготовленной для исполнения этих функций, как показал многолетний опыт работы трестов «Тюменьнефтегеофизика» и «Коминефтегеофизика», оказалась геофизическая служба. Ее подготовленность можно объяснить несколькими обстоятельствами: 1) в ее распоряжении имеются автоматические передвижные станции (газокаротажные, сейсмические), которые пригодны для измерения и регистрации сигналов по нескольким каналам; 2) в ее составе имеются специалисты, обладающие опытом обработки и интерпретации данных, записанных в виде диаграмм; 3) в ее оснащении имеются ЭВМ; 4) в составе геофизического персонала есть специалисты по обслуживанию и ремонту аппаратуры.

Практическая реализация курса на привлечение геофизической службы к геолого-технологическому контролю при бурении была начата еще в начале 70-х годов. В 1971 г. в тресте «Тюменьнефтегеофизика» была создана автоматическая станция контроля параметров процесса бурения (АСПБ). В 1972 г. ею была оснащена впервые организованная партия по контролю технологических параметров бурения; в 1974 г. в составе Мегионской промыслово-геофизической конторы выделен участок контроля технологических параметров, а в 1977 г. в Нижневартовской промыслово-геофизической конторе образована Самотлорская специализированная экспедиция по контролю процесса бурения.

Почти одновременно аналогичные работы начаты в тресте «Коминефтегеофизика». В 1974 г. здесь на базе газокаротажной партии сформирована партия контроля процесса бурения, в 1981 г. она реорганизована в экспедицию геолого-технологического контроля бурения и оснащена станциями АСКПБ. Станция помещается в фургоне-прицепе КУНГ-114М, установленном на шасси 2ПМ-4. Она обслуживается в течение суток пятью инженерами-операторами и позволяет измерять и регистрировать следующие параметры: вес инструмента на крюке, нагрузку на долото, давление нагнетания промывочной жидкости в манифольде, объем бурового раствора в приемных емкостях, крутящий момент

на роторе, продолжительность бурения мерного интервала, интенсивность потока бурового раствора на изливе из скважины.

С 1978 г. началось переоборудование газокаротажных станций для геолого-технологического контроля и оснащение ими геофизических партий геолого-технологического контроля. Как база используются газокаротажные станции АГКС-4АЦ и АГКС-6В. Кроме того, для партий геолого-технологического контроля с 1980 г. выпускается станция типа «Геотест», разработанная во ВНИИПромгеофизике (г. Уфа). В тресте «Саратовнефтегеофизика» создана станция типа «Старт».

В зарубежной практике применяют станцию комплексного контроля «Дейте Юнит» фирмы «Дрессер Макгобар», комплексную систему управления процессом бурения «Мартин Деккер», систему сбора и обработки информации «Бароид», «Жеосервис Лоджинг» и др.

Оснащение станции позволяет автоматически вести непрерывный комплексный геолого-технологический контроль и оперативно решать задачи для оперативного управления процессом бурения. Среди них можно отметить следующие:

прогнозирование зон АВПД;

выделение зон АВПД и АНПД;

раннее обнаружение и диагностика осложнений в процессе проходки ствола скважины;

обеспечение эффективного использования технологического режима бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт;

повышение качества вскрытия продуктивных пластов;

сбор и накопление геологической и технологической информации для банка данных;

уточнение геологического разреза и определение момента смены пород на забое по данным механического каротажа;

оценка коллекторских и петрофизических свойств горных пород по мере их вскрытия стволом скважины;

выделение перспективных объектов в процессе проходки ствола скважины;

прогнозирование нефтегазоносности пластов и т. п.;

непрерывный контроль в процессе бурения траектории ствола скважины и т. п.

Приведенный перечень задач, стоящих перед геофизическими партиями геолого-технологического контроля процесса бурения, подчеркивает важную роль, которая придается геофизической службе в повышении эффективности, качества и результативности буровых работ на нефть и газ.

7. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Напряженное состояние горных пород в естественном залегании в массиве, формирующееся под воздействием горного давления, отличается весьма сложным характером.

Проходка ствола скважины в массиве горных пород сопровождается существенным нарушением поля напряжений в ее окрестностях и концентрацией напряжений на ее стенках. В процессе углубления ствол скважины заполнен циркуляционным агентом с плотностью значительно ниже плотности горных пород. На открытой поверхности стенок скважины проявляется действие сил бокового распора, которые вызывают деформацию горных пород в окрестностях ствола и могут приводить к их разрушению.

Рассмотрим напряженное состояние элементарного объема горной породы на расстоянии r от оси скважины (рис. 7.1).

На основании решения задачи Ляме можно записать

$$\sigma_r = q\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \text{ и } \sigma_n = q\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right), \tag{7.1}$$

где σ_r — радиальное напряжение; σ_n — тангенциальное напряжение; q — некоторый параметр напряжения; a — радиус скважины.

Параметр напряжения q можно определить из условия, что при $r \to \infty$ $\sigma_r = \sigma_n = q$, т. е. q представляет собой главное напряжение в массиве пород. На глубине H главное напряжение $q = \lambda \rho_{гп} g H$, где $\lambda = 0{,}2 \div 1{,}0$; $\rho_{гп}$ — плотность горной породы.

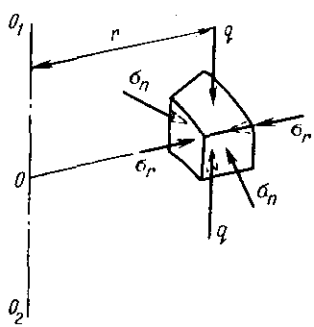


Рис. 7.1. Схема напряженного состояния элементарного объема горной породы в окрестностях ствола скважины (O_1O_2 — ось скважины)

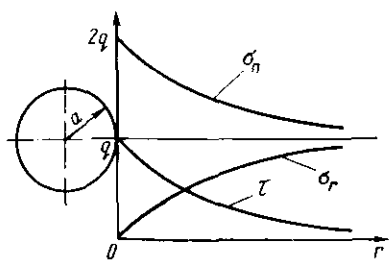


Рис. 7.2. Изменение составляющих напряжения в упругой среде по мере удаления от ствола скважины

Тогда выражения (7.1) можно переписать в виде

$$\sigma_r = \lambda\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right)\rho_{\text{гп}} gH; \tag{7.2}$$

$$\sigma_n = \lambda\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right)\rho_{\text{гп}} gH; \tag{7.3}$$

касательное напряжение в окрестностях скважины

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_n - \sigma_r) = \lambda \frac{a^2}{r^2}\rho_{\text{гп}} gH. \tag{7.4}$$

На стенке порожней скважины (при $r=a$): $\sigma_{ra}=0$, $\sigma_{na}=2\lambda\rho_{\text{гп}}gH$, $\tau_a=\lambda\rho_{\text{гп}}gH$. Изменение напряжений σ_r, σ_n и τ по мере удаления от скважины представлено на рис. 7.2.

Если напряжение τ в пределах некоторого радиуса r_c превышает сопротивление горных пород на сдвиг, то в этой зоне происходит пластическая деформация. Радиус r_c зоны пластических деформаций можно определить из условия

$$\tau = \lambda \frac{a^2}{r_c^2}\rho_{\text{гп}} gH = \tau_{\text{пр}},$$

где $\tau_{\text{пр}}$ — предельное сопротивление горной породы на сдвиг.

Отсюда

$$r_c = a\sqrt{\frac{\lambda\rho_{\text{гп}} gH}{\tau_{\text{пр}}}}. \tag{7.5}$$

За пределами радиуса r_c горная порода будет оставаться в состоянии упругого напряжения. Но границы зоны пластических деформаций вследствие увлажнения пород и явления ползучести могут расширяться и захватывать всё более обширную область.

Для зоны пластических деформаций, т. е. в пределах $a \leqslant r \leqslant r_c$, получены следующие выражения (Е. Изаксон):

$$\sigma_r = q\frac{1 - \left(\frac{a}{r_c}\right)^2}{\ln\frac{r_c}{a}}\ln\frac{r}{a}; \tag{7.6}$$

$$\sigma_n = q\left[r\left(\frac{a}{r_c}\right)^2 + \frac{1 - \left(\frac{a}{r_c}\right)^2}{\ln\frac{r_c}{a}}\ln\frac{r}{a}\right]. \tag{7.7}$$

Касательное напряжение в этой же зоне будет постоянным: $\tau = q(a/r_c)^2 = \tau_{\text{пр}}$.

На стенках скважины (при $r=a$): $\sigma_r=0$, $\sigma_n=2q$.

Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (циркуляционного агента) вызывает развитие физико-химических процессов на границе раздела: осмотических явлений, поверхностной гидратации, растворения, капиллярного проникновения и т. п. В некоторых породах они могут вызывать заметное изменение их агрегатного состояния, сил внутреннего сцепления и в итоге могут существенно преобразовывать свойства горных пород в окрестностях скважины по сравнению с первоначальными в естественном залегании. Особенно опасно повышение склонности к пластическому течению глинистых и хемогенных горных пород.

Разупрочнению горных пород в стенках ствола скважины также способствует развитие усталостных явлений, происходящих под воздействием гидродинамических ударов и переменного давления в стволе при спуско-подъемных операциях.

При циркуляции промывочного агента по стволу нарушается температурный режим горных пород в стенках скважины, что также вызывает появление дополнительных напряжений.

Наконец, на контакте пластовых флюидов с промывочным агентом могут наблюдаться длительные или кратковременные нарушения гидродинамического равновесия и в таких случаях подвижная среда (жидкость или газ) под действием разности давлений будет легко перетекать в область пониженного давления. Может возникнуть переток либо промывочного агента в окружающие ствол горные породы, либо, наоборот, пластовой жидкости в ствол скважины.

Все эти нарушения равновесного состояния в окрестностях скважины и на ее стенках неблагоприятно сказываются на процессе углубления ствола и осложняют его.

Под осложнением понимают нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения бурения. В отличие от аварий осложнение, как правило, не связано с перерывом в процессе проходки скважины.

Наиболее распространены осложнения следующих видов: поглощение промывочной жидкости; приток в скважину пластового флюида; набухание породы в стенке скважины, осыпи и обвалы; посадки и затяжки бурильной и обсадной колонн.

На борьбу с осложнениями в глубоком бурении затрачивается в среднем до 20—25 % календарного времени. Это выдвигает проблему предупреждения осложнений и борьбы с ними как весьма актуальную.

Опыт практической работы показывает, что всякое осложнение легче предупредить, чем затем его ликвидировать. Причем на практике одно возникшее осложнение нередко влечет за собой другое (поглощение бурового раствора может вызвать приток из высоконапорного горизонта, осыпи и обвалы — затяжку инструмента и т. д.), а сочетание нескольких осложнений в одном стволе чрез-

вычайно усложняет задачу их ликвидации и приводит к значительным затратам календарного времени и средств.

Неликвидированное осложнение может стать причиной аварии. Под аварией в бурении понимается возникновение в стволе скважины непредвиденной ситуации, в которой невозможно продолжение работ по проходке ствола скважины или выполнение в нем запланированных работ, а также использование скважины по назначению без устранения возникшего препятствия посредством специальных работ, не входящих в технологический цикл. Специальные работы, выполняемые для ликвидации аварии, называются *аварийными*. Авария в бурении и связанные с нею аварийные работы приводят к непроизводительной потере рабочего времени, нецелесообразному расходованию трудовых ресурсов, значительным материальным и финансовым затратам.

В связи с этим большое внимание должно уделяться предупреждению аварий на основе систематического контроля состояния бурового инструмента и ствола скважины, профилактики осложнений и соблюдения производственной дисциплины.

В арсенале эффективных средств предупреждения осложнений при бурении скважин выделяются следующие:

глубокая проработка и обоснование конструкции скважины с учетом всех специфических особенностей разреза;

правильный подбор циркуляционных агентов по составу и свойствам для каждого специфического интервала и грамотная оперативная корректировка режима промывки в зависимости от свойств проходимых горных пород;

использование системы раннего обнаружения осложнений на основе оперативной обработки данных комплексного контроля за процессом бурения (методы технологического контроля, методы геофизического контроля);

использование методов прогнозирования опасных зон по данным региональных и промысловых геофизических исследований.

Рассмотрим отдельные виды осложнений и меры по их предупреждению.

7.2. ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Поглощение — это вид осложнения при бурении скважины, выражающейся в потере некоторого количества бурового раствора вследствие его перетекания из ствола скважины в окружающие горные породы.

Оно происходит в том случае, когда в скважине создается избыток давления по сравнению с пластовым. Условие записывается в виде следующего соотношения:

$$p_{ст} + p_{гд} > p_{пл} + p_{р}, \qquad (7.8)$$

где $p_{ст}$ — статическое давление столба промывочной жидкости на

уровне поглощающего интервала; $p_{гд}$ — гидродинамическое давление у рассматриваемого интервала вследствие движения потока промывочной жидкости; $p_{пл}$ — пластовое давление в горной породе рассматриваемого интервала; $p_р$ — гидравлическое сопротивление растеканию промывочной жидкости по каналам в горной породе (трещины, эффективная пористость и т. п.), вскрытым скважиной.

Чаще всего поглощение связано со вскрытием скважиной интервалов, представленных проницаемыми трещиноватыми, пористыми, кавернозными горными породами (песчаники, известняки, перемятые сланцы и т. п.). Но в отдельных случаях поглощение может быть вызвано гидроразрывом пластов, т. е. раскрытием ранее существовавших трещин или образованием новых под воздействием избыточного давления в скважине. Давление гидроразрыва пластов может быть определено по формуле

$$p_{гр} \simeq (0{,}49 \div 0{,}91)\, p_г, \qquad (7.9)$$

где $p_г$ — горное давление.

Нарушение температурного режима в скважине и колебания гидродинамического давления при бурении скважины вызывают снижение давления гидроразрыва.

Давление раскрытия трещин оценивается также градиентом гидроразрыва пластов $\Delta p_{гр}$, который показывает удельный прирост давления гидроразрыва с ростом глубины на 1 м. Градиент гидроразрыва варьирует в пределах 12—26 кПа/м.

Для предупреждения гидроразрыва пластов давление в скважине рекомендуется поддерживать ниже $p_{гр}$:

$$p_с \leqslant (0{,}85 \div 0{,}90)\, p_{гр}. \qquad (7.10)$$

Повышение гидравлического давления в скважине вызывается рядом факторов:

повышением плотности промывочной жидкости в восходящем потоке вследствие обогащения ее шламом разбуриваемых горных пород и обломками породы, выпавшими из стенок ствола скважины;

утяжелением бурового раствора для борьбы с проявлениями и по другим причинам;

повышением гидродинамических сопротивлений в затрубном пространстве вследствие сужения проходного сечения по ряду причин (отложение толстой глинистой корки на стенках, набухание горных пород в стенках ствола скважины и т. п.) или образования сальников на буровом инструменте;

повышением гидродинамических сопротивлений вследствие роста структурной вязкости бурового раствора, динамического напряжения сдвига, загустевания в связи с потерей термостабильности и т. д.;

проявлением эффекта поршневания бурового инструмента при быстром спуске бурильной колонны в скважину.

При экспериментальных исследованиях изменения давления в скважине с помощью глубинного манометра установлено, что эффект поршневания при быстром перемещении инструмента по стволу может приводить к значительным кратковременным скачкам давления: при спуске — к повышению давления, при подъеме — к понижению. Например, в скважине глубиной 2440 м при быстром спуске инструмента отмечено повышение давления на 3,7 МПа (свечу длиной 27 м спускали за 15 с), а при медленном (ту же свечу спускали за 33—41 с) — всего на 0,3 МПа.

Явление поршневания связано с тем, что при спуске инструмента жидкость в скважине увлекается самим инструментом вниз и в то же время избыток жидкости вытесняется вверх. В стволе скважины возникают встречные потоки жидкости. Появляется значительный градиент скоростей, который сопровождается сдвигом в вязкопластичной жидкости. Возникающее при этом дополнительное сопротивление и отмечается как повышение давления (рис. 7.3).

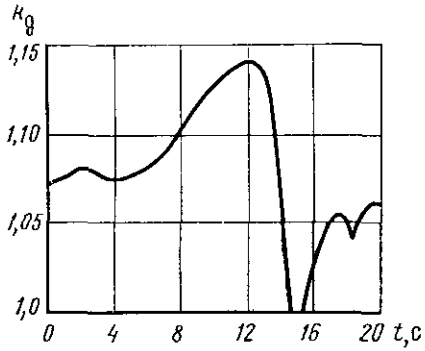


Рис. 7.3. Колебания гидродинамического давления в стволе скважины при спуске свечи ($k_д$ — коэффициент повышения давления)

Иногда поглощения промывочной жидкости в скважине могут быть вызваны кратковременным повышением давления в стволе и носить временный характер, например при возобновлении циркуляции бурового раствора с высокими тиксотропными свойствами.

Для оценки интенсивности поглощения применяются различные показатели: например, коэффициент поглощающей способности (методика ВНИИБТ), удельная поглощаемость (методика ТатНИИ). Поглощения по своей интенсивности классифицируются на несколько категорий.

Поглощение подразделяется также на частичное и полное. Поглощение называется частичным, если потери бурового раствора в стволе скважины меньше подачи бурового насоса. Если потери равны подаче бурового раствора в скважину, поглощение называется полным. В этом случае динамический уровень жидкости в скважине не достигает ее устья, раствор не выходит из скважины и циркуляция нарушается.

Потеря бурового раствора обнаруживается по снижению его уровня в приемной емкости бурового насоса с помощью прибора поплавкового типа. Его показания наблюдаются на пульте бурильщика. На емкости также устанавливают ограничители

допустимого колебания уровня бурового раствора, и от них срабатывает аварийная сигнализация.

Профилактические меры по предупреждению поглощения включают контроль за состоянием ствола скважины и уровня жидкости в приемной емкости, правильную организацию промывки скважины, позволяющей своевременно удалять шлам из ствола, систематический контроль параметров бурового раствора (его плотности и содержания твердой фазы), соблюдение требований очистки бурового раствора от шлама и проведение дополнительных мероприятий по удалению избытка твердой фазы из раствора.

Для ликвидации незначительного поглощения иногда бывает достаточно откорректировать режим бурения. Более интенсивные поглощения ликвидируются по разработанному плану. Чтобы правильно составить план мероприятий, надо выявить причину поглощения, определить его интенсивность, установить местоположение поглощающего интервала в скважине, попытаться увязать его с литологическим разрезом и на основании исследований установить поглощающую способность выделенного интервала.

Интенсивность поглощения обычно определяется по скорости снижения уровня бурового раствора в приемной емкости известного объема. Местоположение и протяженность поглощающего интервала можно определить на основании геофизических исследований.

Выбор способа борьбы с поглощением нередко зависит не только от интенсивности суммарного поглощения, наблюдаемого на устье скважины, но и от гидродинамической характеристики поглощающего пласта. Для ее получения с помощью пакера изолируют интервал поглощающих пород и проводят нагнетание жидкости с переменным дебитом, одновременно отмечая изменения давления нагнетания. На основании практического опыта в буровых производственных организациях разработаны рекомендации по борьбе с поглощениями в зависимости от гидродинамической характеристики (например, в Татарии).

Все способы борьбы с поглощениями можно подразделить на две группы: способы, позволяющие восстановить и поддерживать гидродинамическое равновесие с пластовой жидкостью поглощающей зоны; способы, позволяющие создать малопроницаемую или непроницаемую изолирующую среду или оболочку на границе раздела скважина — поглощающий пласт.

Применение способов первой группы основано на регулировании статического и гидродинамического давлений в скважине изменением состава и свойств циркуляционного агента и в меньшей степени — на изменении фильтрационных свойств поглощающей среды. Способы второй группы имеют целью изменение проницаемости самой поглощающей среды или полную ее изоляцию.

В первой группе можно выделить способы, имеющие целью снижение гидростатического давления (снижение плотности бу-

рового раствора регулированием содержания твердой фазы, применение малоглинистых буровых растворов с низкой плотностью, бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт, аэрирование промывочной жидкости, переход на бурение с продувкой) или гидродинамического давления (регулирование реологических свойств бурового раствора, правильный выбор компоновки бурильной колонны по наружному диаметру в сравнении с диаметром скважины, борьба с образованием сальников, профилактика набухания горных пород в стенках скважины, применение буровых растворов, образующих тонкую и прочную глинистую корку на стенках скважины, плавное возобновление циркуляции в стволе скважины и т. п.).

Способы второй группы также можно подразделить на две подгруппы. К первой подгруппе следует отнести способы, направленные на значительное снижение проницаемости поглощающих пород (повышение пластической вязкости бурового раствора или статического напряжения сдвига, введение в буровой раствор специальных закупоривающих материалов — наполнителей). Наполнители — весьма эффективное средство. Они подразделяются на волокнистые (отходы текстильного производства, асбест, хлопья целлюлозы и т. п.), пластинчатые (слюда, шелуха семян, кусочки целлофана и т. п.), зернистые (ореховая скорлупа, измельченная резина и т. п.) и гранулированные (шарики пластмассовые, стеклянные и т. п.). Вторая подгруппа включает способы, позволяющие создать изолирующую среду или непроницаемую оболочку (закачивание в пласт тампонажных материалов и смесей, установка гофрированных труб в поглощающем интервале, спуск обсадной или потайной колонны).

Чтобы устранить небольшое частичное поглощение, нередко бывает достаточным незначительное уменьшение плотности бурового раствора или повышение его структурной вязкости. Хорошие результаты в обводненном разрезе дает использование аэрированного раствора. В породах сухих без притоков рационально применять бурение с продувкой.

Если в скважине происходит интенсивное поглощение и в то же время возможно применение воды в качестве промывочной жидкости, то при наличии близких источников водоснабжения можно с полным поглощением пробурить весь интервал, а затем его затампонировать. Нередко в практике борьбы с поглощениями прибегают к использованию нескольких способов. Например, иногда при очень высокой интенсивности поглощения сначала стараются снизить ее закачкой воды или раствора с инертными наполнителями, а затем тампонируют быстросхватывающейся смесью (смесь тампонажного цемента с глиной, гипсовые смеси) или специальным тампонажным цементом.

При выборе рационального способа необходимо учитывать экономический фактор.

7.3. ПРИТОКИ В СКВАЖИНУ, ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Осложнения в виде поступления (притока) пластового флюида (газа или жидкости) в скважину так же, как и поглощения, связаны с нарушением гидродинамического равновесия между пластовым давлением и давлением в стволе скважины и появлением некоторого превышения пластового давления. Интенсивность притока зависит от разницы между пластовым и гидростатическим давлением в скважине, проницаемости горных пород, состава пластового флюида, свойств промывочной жидкости и прочих факторов. В практике отмечается, что проявления в скважине нередко происходят в период вынужденных перерывов в бурении, когда в скважине приостановлена циркуляция промывочной жидкости.

В зависимости от интенсивности притока на устье отмечаются следующие проявления: эпизодическое появление газа в выходящем из скважины растворе; «кипение» раствора, когда пузырьки газа лопаются на поверхности; излив раствора из скважины.

Поступление в ствол скважины значительных количеств нефти и газа приводит к аварийным ситуациям: выбросу и открытому фонтанированию. В таких случаях скважина обычно извергает смесь нефти, газа и пластовой воды. В процессе фонтанирования состав выбрасываемых флюидов может изменяться (например, газоводяная смесь может смениться выбросом газа и т. п.).

По влиянию на развитие притока наибольшую опасность представляет поступление газа из пластов с высоким давлением.

Газ может поступать в ствол разными путями: переток газа из пласта вместе с пластовой жидкостью; поступление газа из выбуренного объема вместе со шламом; проникновение газа из окружающих пород вследствие физико-химических процессов на границах раздела промывочная жидкость — горные породы (диффузия газа, капиллярный противоток и т. п.) или в результате физико-химических процессов в самом буровом растворе из-за резкого изменения условий (давления, температуры и т. д.).

Газ, попавший в буровой раствор, по мере подъема в потоке к устью испытывает все меньшее давление и в связи с этим расширяется. Газосодержание раствора растет, и соответственно плотность газированного раствора падает. Если поступление газа продолжается, то снижение противодавления только способствует интенсификации процесса и при благоприятных условиях приток газа будет нарастать лавинообразно.

Попадание газа в промывочную жидкость вызывает изменение не только ее плотности, но и других свойств. Возрастают вязкость и статическое напряжение сдвига. Притоки нефти и минерализированной пластовой жидкости также оказывают влияние на свойства раствора, к тому же химически активные вещества, содержащиеся в пластовой жидкости, могут вызвать серьезные

структурные трансформации в растворе вплоть до гидрофобной коагуляции.

Основные причины притоков в скважину заключаются в следующем:

снижение плотности бурового раствора вследствие поступления в него нефти или газа, а также попадания на поверхности атмосферных осадков;

снижение уровня раствора в скважине во время подъема бурильной колонны или вследствие поглощения раствора пластами с АНПД;

снижение давления под долотом вследствие эффекта поршневания при подъеме бурильной колонны;

непредвиденное вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением.

Для обнаружения газонефтеводопроявлений проводят систематический контроль изменения объема промывочной жидкости в приемной емкости бурового насоса и скорости потока на выходе из скважины. Большое значение имеет прогнозирование зон АВПД на основе геолого-геофизических исследований и наблюдений в процессе углубления скважины. Все методы основаны на прослеживании изменения физических свойств глинистых толщ-покрышек при подходе к зоне АВПД. В условиях высоких поровых давлений глины отличаются высокой пористостью и снижением плотности. Эти отклонения влекут за собой изменение физических свойств глинистых пород, которые фиксируются геофизическими методами.

Первые наиболее приблизительные прогнозы могут быть сделаны на основе общих представлений о развитии осадконакопления в регионе.

По результатам теоретических исследований и обобщения данных геолого-геофизических исследований удается проследить корреляционную зависимость коэффициента аномальности давления поровой воды в глинистых породах от скорости осадконакопления и глубины залегания. Теоретическая обработка этой зависимости представлена на рис. 7.4.

До начала буровых работ при благоприятных условиях удается прогнозировать зоны АВПД по данным сейсморазведки. При бурении методы оперативной диагностики приближения зон АВПД основаны на том, что вскрытие глинистых пород покрышки с высоким поровым давлением сопровождается рядом явлений. К комплексу таких признаков следует отнести:

резкое увеличение скорости проходки ствола в глинистых породах при неизменном режиме бурения;

постепенное снижение, а затем резкое повышение температуры выходящего из скважины бурового раствора. На практике это изменение температуры достигает значительных величин (понижение до 10 °С и затем повышение до 12,5 °С);

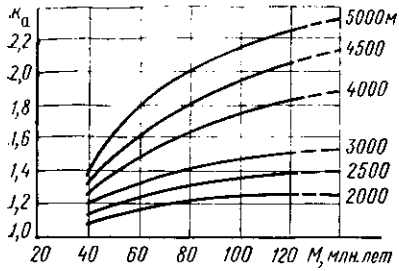
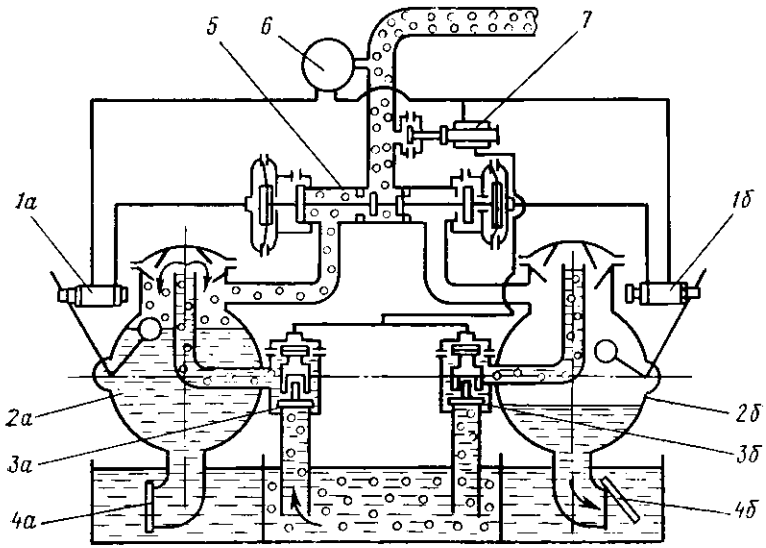


Рис. 7.4. Зависимость k_a от глубины залегания горных пород и скорости осадконакопления

Рис. 7.5. Принципиальная схема дегазатора ДВС-II:

1а—4а — этап дегазации бурового раствора; *1б—4б* — этап слива дегазированной жидкости; *1* — золотники регуляторов уровня; *2* — дегазационные камеры; *3* — всасывающие клапаны; *4* — сливные клапаны; *5* — разрядные клапаны; *6* — вакуумный насос; *7* — регулятор вакуума



увеличение объема бурового раствора в емкостях в результате поступления пластового флюида в скважину;

уменьшение давления на стояке при постоянной или увеличивающейся подаче бурового раствора;

снижение объема доливаемого раствора по сравнению с объемом извлеченных из скважины труб при подъеме инструмента.

Следует отметить, что каждый признак в отдельности еще недостаточен для однозначного детерминирования приближения зоны АВПД, только рассмотрение нескольких признаков в совокупности позволяет избежать ошибок.

К оперативным средствам контроля относятся: постоянный контроль фонового содержания газа в растворе (повышение фона при наращивании и спуско-подъемных операциях), измерение плотности глин по шламу (снижение плотности), поступающему

из скважины, наблюдения за изменением крупности и формы частичек глинистого шлама (появление частичек с острыми и угловатыми краями).

Основным способом предупреждения притоков и газонефтеводопроявлений служит применение промывочной жидкости соответствующей плотности, позволяющей поддерживать некоторый избыток давления в скважине над пластовым на всех этапах проведения работ в скважине. В соответствии с Едиными техническими правилами ведения работ при бурении скважин плотность промывочной жидкости определяют из расчета превышения статического давления над пластовым на 10—15 % в скважинах глубиной до 1200 м, на 5—10 % — при глубине до 2500 м и на 4—7 % — при глубине свыше 2500 м. Вместе с тем исследования показывают, что создание больших репрессий за счет повышенной плотности, приводящих к значительному росту дифференциального давления на забое, неблагоприятно сказывается на показателях работы породоразрушающего инструмента.

Плотность загазированного бурового раствора восстанавливают удалением газа. Существует несколько способов удаления газа из бурового раствора:

в циркуляционной системе; этот способ наименее эффективен и пригоден лишь для промывочных жидкостей с низкими вязкостью и статическим напряжением сдвига;

механическими системами (вибросита, фрезерно-струйная мельница и т. п.);

гидравлическими аппаратами (гидроциклонные дегазаторы, траппы, штуцера);

вакуумными дегазаторами.

Вакуумные дегазаторы — наиболее эффективное средство удаления газа. Применяются дегазаторы вакуумные, самовсасывающие, двухкамерные ДВС-II конструкции УкрНИИГаза. Принципиальная схема дегазатора представлена на рис. 7.5.

Дегазатор устанавливают в блоке очистки бурового раствора от шлама. Промывочная жидкость после вибросита поступает в дегазатор и затем направляется в гидроциклон.

Помимо контроля плотности бурового раствора необходимо следить за его уровнем в скважине и не допускать его падения. Снижение уровня может произойти вследствие поглощения бурового раствора или при подъеме инструмента из скважины. В последнем случае применяются автоматические устройства для долива бурового раствора в скважину по мере извлечения инструмента.

Кратковременные падения противодавления на пласт вследствие проявления эффекта поршневания при подъеме инструмента удается значительно уменьшить снижением скорости подъема.

Для предупреждения открытого фонтанирования устье скважины оборудуют превенторами.

При бурении скважин в условиях газоносного разреза, в малоизученных условиях необходимо иметь запас приготовленного раствора для быстрой в случае надобности подачи его в скважину.

7.4. ПОТЕРЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ, ОСЫПИ И ОБВАЛЫ

Рассматривая данный вид осложнений, необходимо как первую стадию выделить потерю устойчивости стенок скважины, которая выражается в изменении профиля поперечного сечения ее ствола.

Потеря устойчивости стенок в статических условиях происходит под воздействием избытка сил бокового распора, не уравновешенных гидростатическим давлением столба жидкости в скважине. В этом случае условие устойчивости ствола может быть записано в следующем виде:

$$(\lambda\rho_{гп}-\rho_{ж})gz \leqslant k\sigma_{т}, \qquad (7.11)$$

где λ — коэффициент бокового распора, $\lambda \leqslant 1$; $\rho_{гп}$ — плотность горной породы; $\rho_{ж}$ — плотность промывочной жидкости; g — ускорение свободного падения; z — расстояние от поверхности до рассматриваемого сечения; k — коэффициент, рекомендуется $k=0{,}57$; $\sigma_{т}$ — предел текучести горной породы при одноосном сжатии.

Гидростатическое давление в скважине может претерпевать кратковременные падения в результате поршневания при подъеме инструмента. Очевидно, эффект их действия необходимо учитывать некоторым повышением плотности $\rho_{ж}$.

Соотношение между правой и левой частями [формула (7.11)] может нарушаться из-за снижения предела текучести $\sigma_{т}$ горной породы.

Изучению трансформации агрегатного состояния горной породы под воздействием различных факторов и связанного с этим изменения механических ее свойств специалисты уделяют очень большое внимание. Из всех пород как объект исследования особенно выделяются глины и глинистые породы, поскольку в большинстве случаев именно к ним приурочен этот вид осложнений.

Вскрытые скважиной глинистые отложения, как показывают многочисленные исследования, легко поддаются увлажнению и с повышением влажности набухают, вспучиваются и подвергаются пластическому течению. В основе указанных явлений лежат физико-химические изменения глинистых пород в процессе бурения под воздействием бурового раствора.

Первоначально считали, что в повышении влажности глинистых пород и их разупрочнении основную роль играет проникновение через стенки скважины фильтрата или водной фазы буро-

вого раствора под действием перепада давления. Но в дальнейшем на многих примерах убедились, что порой значительное снижение показателя фильтрации бурового раствора путем введения некоторых химических реагентов, содержащих в избытке щелочь, не приводит к желаемым результатам и обвалы в скважине продолжаются. Поиски причин привели к исследованию осмотических и диффузионных процессов на границе раздела. Осмотические явления связаны с перетоком воды из среды с низкой концентрацией электролита в среду с высокой, в результате осмотической диффузии происходит как бы выравнивание концентраций в двух граничащих средах. При этом проникновение воды в глинистые породы может быть значительно более интенсивным, чем фильтрация бурового раствора через глинистую корку.

Скорость поступления воды в породу при осмотическом процессе подчиняется закону Дарси:

$$v_{эо} = k \operatorname{grad} \psi, \tag{7.12}$$

где $v_{эо}$ — скорость электроосмотической диффузии воды в глину, см^3/мин; ψ — электрический потенциал, мВ; k — коэффициент пропорциональности.

Электроосмотические явления усиливаются процессом капиллярной пропитки и диффузией молекул воды и ионов растворенных электролитов в самой глинистой породе.

Увлажнение глинистых пород по-разному влияет на их устойчивость. В отличие от однородных массивных залежей глин в сланцевых глинистых породах увлажнение приводит к набуханию по поверхностям спайности и сланцеватости, где имеется тонкий слой высокодисперсных коллоидных частиц. Этот слой в первую очередь увлажняется, теряет прочность и выполняет роль смазки на поверхностях скольжения. Это приводит к осыпанию сланцевых пород, особенно в случае крутого падения пластов.

Увеличение влажности однородных глин влечет их набухание, разрастание полимолекулярных слоев и ослабление внутриструктурных связей. На первых этапах развития процесса может происходить кратковременная усадка глины в связи с переукладкой структурных элементов и разрушением пор, но затем очень быстро она сменяется резким увеличением общего объема вследствие гидратации глины. Так как процесс гидратации происходит в стесненных условиях, он сопровождается ростом давлений. Разбухая, глины выпирают в ствол скважины. Осмотическое давление, по данным исследователей, может достигать 24МПа и более. Температурный фактор интенсифицирует процесс набухания глин.

Увлажнение глины и поглощение воды происходят за очень короткое время (практически за первые 20—30 с), второй этап, соответствующий процессу набухания глины, достаточно продолжителен (рис. 7.6).

Диффузия воды приводит к распространению фронта повышенного увлажнения глин все дальше в глубь массива от стенки скважины, и в неустойчивое состояние вовлекается все бо́льшая масса глины. Поэтому очень важно распознать процесс в самом его начале и предотвратить дальнейшее развитие зоны увлажнения правильным подбором промывочных жидкостей и их свойств.

Раннее диагностирование потери устойчивости стенок скважины проводится по данным непрерывного контроля за изменением давления в нагнетательной линии бурового насоса и крутящего момента на роторе, а также за проходимостью бурового инструмента по скважине. Если наблюдается постепенное повышение давления в нагнетательной линии без изменения подачи бурового раствора и оно сопровождается ростом крутящего момента, это может служить одним из признаков начавшейся деформации стенок скважины. Интервалы потери устойчивости можно приближенно определить по изменению нагрузки на крюке при подъеме инструмента.

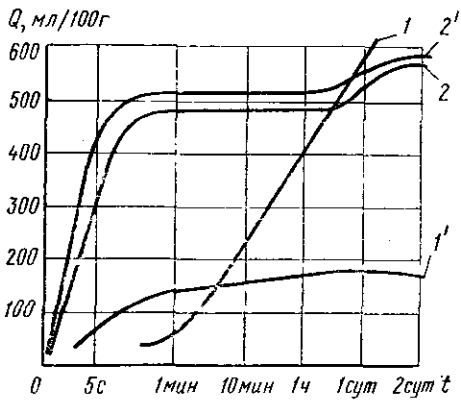


Рис. 7.6. Изотермы увлажнения бентонита-аскангеля (*1*, *1'*) и палыгорскита (*2*, *2'*) в пресной (*1*, *2*) и соленой (*1'*, *2'*) воде

Для повышения стабильности стенок скважины в глинистых породах следует применять буровые растворы, которые не оказывали бы отрицательного влияния на естественную влажность и прочность глинистых пород, а для этого они должны иметь следующие особенности:

образовывать на стенках скважины в интервале залегания глинистых пород полимерглинистую плотную пленку, способствующую значительному снижению показателя фильтрации и уменьшающую интенсивность физико-химических процессов;

активность водной фазы буровых растворов на углеродной основе должна быть снижена до уровня ее активности в разбуриваемых глинистых породах; как показали исследования, вода этих растворов, даже экранированная эмульгатором, сохраняет способность интенсивно гидратировать глину. Активность воды сохраняется благодаря различию давления ее паров в эмульсии и в глинистой породе. Активность водного компонента, как показали исследования в ВолгоградНИПИнефти, может быть снижена введением некоторых растворимых солей в водный компонент, например хлористого кальция;

состав фильтрата должен быть таким, чтобы его действие вызывало снижение лиофильности глин, что способствует снижению чувствительности глин к гидратации.

Этим требованиям наиболее соответствуют растворы на углеводородной основе (известково-битумные растворы и инвертные эмульсии) с регулируемой активностью твердой фазы, а также полимерглинистые растворы, приготовляемые на основе биополимеров и высокомолекулярных соединений. Однако применение последних систем на практике пока крайне ограничено их высокой стоимостью и дефицитом.

Хорошие результаты дает применение при бурении в сланцах калиевых растворов. Их ингибирующее действие на сланцы связано с присутствием иона калия. Проникая в глинистые минералы, ион калия резко снижает их гидратацию и набухание.

Если диагностирование осложнений на ранних стадиях не удалось или принятые меры оказались недостаточными, осложнения усугубляются и проявляются в виде осыпей и обвалов. Осыпи и обвалы представляют собой разновидность осложнений, когда значительные массы горных пород отделяются от стенок скважины и обрушиваются в ее ствол. Они сразу же детектируются по резкому увеличению давления в нагнетательной системе и крутящего момента на роторе, которое нередко сопровождается последующим появлением значительных количеств шлама или крайним затруднением прокачивания раствора, а подчас и полным прекращением циркуляции. При дальнейшем развитии это осложнение может привести к затяжной аварии.

Выше был рассмотрен механизм возникновения осыпей и обвалов в глинистых породах при их увлажнении, однако они могут происходить и по другим причинам, например при вскрытии слабосвязных сыпучих пород, сильно перемятых и трещиноватых горных пород; при бурении в соленосных толщах с переслаиванием обломочных пород с солями, где вследствие интенсивного растворения солей могут образовываться каверны, уступы и происходить осыпи из терригенных отложений; при растеплении многолетнемерзлых пород в стенках скважины под воздействием циркулирующего агента с плюсовой температурой.

Принятие надлежащих профилактических мер, и в первую очередь правильный подбор промывочного агента по составу, свойствам и особенностям физико-химического взаимодействия с породами, слагающими стенки скважины, как показывает практика, позволяет значительно увеличить продолжительность стабильного состояния стенок ствола, но она, как правило, остается ограниченной.

Это заставляет специалистов при проектировании конструкции скважины устанавливать протяженность интервалов бурения в открытом стволе с учетом времени, в течение которого стенки скважины сохраняют устойчивость.

Разработана методика для учета допустимых количеств гидродинамических импульсов воздействия на породу в открытом стволе. При подсчете учитываются импульсы, возникающие в процессе спуска и подъема инструмента, при наращиваниях бурильной колонны, при запуске насосов непосредственно в процессе бурения и в процессе выполнения специальных работ в скважине. На основании фактических наблюдений в ряде случаев удается определить критическое число гидродинамических импульсов, приводящих к интенсификации обвалообразований. Так, проведенные по фактическим данным подсчеты для условий бурения на Ставрополье позволили установить, что для интервала, проходимого из-под кондуктора, критическое число гидродинамических импульсов находится в пределах 5140—6600. Чтобы избежать обвалов, проходку интервала рекомендуется планировать с числом импульсов не более 5100.

7.5. ЗАТЯЖКИ И ПОСАДКИ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Потеря устойчивости стенок скважины, набухание пород и вспучивание их на стенках скважины, осыпи и обвалы горных пород в стволе скважины нередко приводят к тяжелым последствиям, среди них первое место занимают затяжки и посадки бурильных и обсадных колонн.

Иногда во время спуска или подъема бурильного инструмента наблюдаются затруднения в его перемещении по стволу скважины. Их принято подразделять на посадки, если осложнение происходит при спуске инструмента, и затяжки, происходящие при подъеме.

Затяжка — это резкое повышение нагрузки на крюке по сравнению с весом инструмента. Приращение нагрузки при подъеме инструмента может достигать значительных величин до 300—500 кН. Если инструмент не удается сразу же извлечь из скважины и для его освобождения и подъема необходимо проводить специальные работы, то тогда затяжка переходит в прихват. Аварии в связи с прихватом инструмента составляют 18—20 % от общего числа аварий в глубоком бурении.

Затяжки могут происходить как при движении инструмента по стволу, так и при страгивании его с места в начале подъема.

Это осложнение обычно вызывается следующими причинами:

уменьшением проходного сечения ствола скважины в связи с набуханием глинистых пород в стенках скважины и отложением на них толстой корки в интервалах проницаемых пород;

асимметричной разработкой профиля ствола искривленной скважины с появлением продольного желоба, в который попадают бурильные трубы;

образованием (наматыванием) сальников и шлама пластичных пород на переводниках, соединительных замках, утяжеленном низе и долоте;

накоплением шлама в стволе вследствие недостаточной интенсивности циркуляции либо вследствие образования каверн, где создаются условия для скопления шлама из-за пониженных скоростей потока на участке развития каверн;

осыпями и обвалами пород в ствол скважины;

проявлением сил сцепления с фильтрационной коркой и сил трения о стенки скважины.

В глубоких скважинах, где бурение сопровождается высокими гидростатическими давлениями, немалую роль в появлении прихватов играют липкость, прочность и фрикционные свойства глинистой корки, формирующейся на стенках скважины. Исследования К. Ф. Пауса показали, что в 54,6 % случаев (188 из 344) прихваты происходили в результате оставления инструмента в неподвижном состоянии. Проведенные исследования позволили уточнить влияние глинистой корки в условиях дифференциального давления на стенках скважины на величины сил сопротивления при страгивании инструмента и его движении. Фильтрационная корка представляет собой разновидность концентрированных глинистых суспензий с переменной степенью уплотнения материала и переменными механическими свойствами, которые находятся к тому же в зависимости от действия дифференциального давления.

Исследование зависимостей предельного статического напряжения сдвига фильтрационной корки от перепада давления, условного коэффициента трения покоя на контакте стального образца с коркой от перепада давления, наконец, интенсивности адгезии стали к фильтрационной корке от перепада давления позволило установить, что значительный рост перечисленных выше параметров отмечается при давлениях до 3—4 МПа, а затем интенсивность роста снижается.

Заметную роль в повышении условного коэффициента трения от адгезии играет фактор времени. Адгезия наиболее интенсивно возрастает на протяжении первых 30—40 мин контакта (рис. 7.7).

Таким образом, за первые 30—40 мин силы сцепления глинистой корки с инструментом достигают почти максимальных значений.

Для оценки усилий сопротивления движению только условно можно пользоваться коэффициентом трения. Сила, с которой инструмент, находящийся в скважине (бурильная или обсадная труба), прижимается к стенке скважины, определяется дифференциальным давлением, т. е. разностью между статическим давлением жидкости в скважине и пластовым давлением: $\Delta p_{диф} = p_{ст} - p_{пл}$.

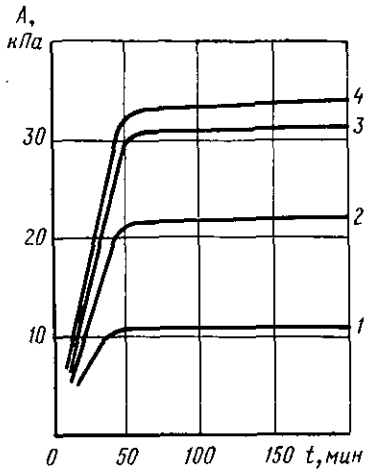


Рис. 7.7. Зависимость адгезии фильтрационной корки с металлом (сталь) от длительности контакта при перепадах давления:
1 — 0,1 МПа; *2* — 2 МПа; *3* — 3 МПа; *4* — 5 МПа

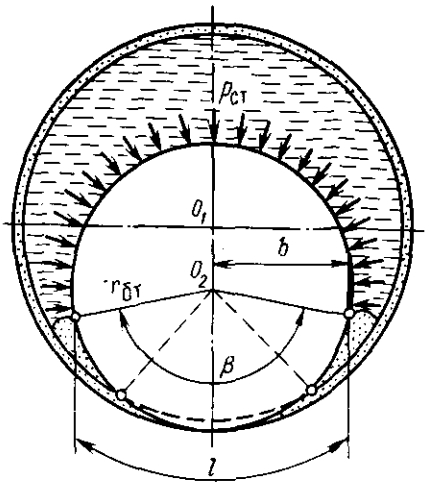


Рис. 7.8. Схема взаимодействия трубы со стенками ствола скважины

Под воздействием результирующей силы труба прижимается к стенке скважины и выжимает наименее плотную часть корки из-под контакта. Выдавленные объемы материала корки, заполняя зазор, увеличивают общую площадь контакта трубы со стенкой скважины (рис. 7.8).

Пределом развития контакта можно считать положение, когда труба вошла в контакт с породой, слагающей стенки скважины. Для этого предельного положения длина дуги контакта трубы с коркой может быть рассчитана по формуле

$$l = 0{,}0175\beta r_{бт}, \tag{7.13}$$

где β — угол охвата трубы коркой, градус, $\beta = \arcsin(2d/r)$; $r_{бт}$ — радиус трубы, м.

Если длину поверхности контакта вдоль оси трубы обозначить L (в м), то площадь контактной поверхности (в м^2)

$$S_к = 0{,}0175\beta r_{бт} L, \tag{7.14}$$

а усилие, необходимое для преодоления сил сопротивления,

$$F_{сопр} = 0{,}0175\beta r_{бт} L p_m, \tag{7.15}$$

где p_m — предельное сопротивление корки на сдвиг, Па.

По расчету для УБТ диаметром 146 мм в стволе диаметром 190 мм площадь контакта может составлять 0,12—0,25 м² на каждый метр длины, а усилие сдвига может при перепаде давления 300 кПа достигать соответственно 9—22 МН/м.

Необходимо учитывать также трение бурильной колонны о горные породы на стенках скважины, если глинистая корка имеет незначительную толщину.

Профилактическими мерами против прихватов, вызванных силами, возникающими на контакте с глинистой коркой, являются уменьшение дифференциального давления путем снижения в допустимых пределах плотности бурового раствора, ингибирование бурового раствора и введение смазывающих добавок. Например, введение в суспензию нефти в количестве 5 % почти вдвое снижает предельное сопротивление корки на сдвиг, а введение СМАД в буровой раствор, обработанный УЩР, снижает эту величину более чем в 5 раз. Гидрофобные смазочные добавки (нефть, СМАД) оказывают также благоприятное влияние на фрикционные свойства корки и адгезию, значительно снижая их.

8. ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

8.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Опыт проводки скважин показывает, что ось любой из них, в том числе и забуренной строго вертикально, в той или иной степени отклоняется от прямой линии. Это нарушение прямолинейности ствола скважины называется ее искривлением.

Анализ и обобщение материала по искривлению скважин, пройденных в различных горно-геологических условиях и на разные глубины, позволил выявить наиболее распространенные факторы, вызывающие искривления. Вместе с тем были разработаны методы и технические средства для управления траекторией ствола скважины. В настоящее время под искривлением скважины стали понимать только самопроизвольное (под воздействием различных факторов) нарушение прямолинейности ствола. Преднамеренное изменение направления оси скважины с целью управления траекторией ствола относится к наклонно направленному бурению. Иными словами, наклонно направленное бурение — это проводка скважины в заданном направлении по заранее предусмотренной спроектированной траектории (профилю).

Самопроизвольное искривление ствола скважины — нежелательное явление, и поэтому стараются различными способами его предупредить или уменьшить. Напротив, при наклонно направленном бурении искусственно искривляют ствол скважины

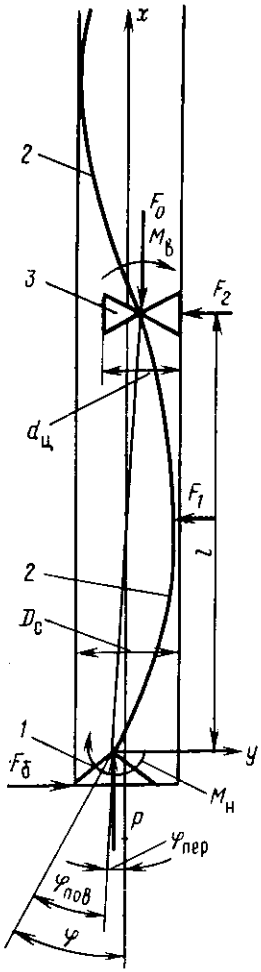


Рис. 8.1. Схема нагружения наддолотной компоновки:
1 — долото; 2 — УБТ; 3 — центратор

в предусмотренном интервале и контролируют направление скважины по мере ее углубления, чтобы достичь заданного пункта в массиве горных пород.

Хотя сложный механизм искривления скважины еще не исследован полностью, большинство специалистов сходится на том, что главная причина искривления скважины заключается в перекосе наддолотной части бурильной колонны в стволе (рис. 8.1) и неоднородности свойств разбуриваемых пород.

Угол перекоса снаряда между двумя опорно-центрирующими элементами по отношению к оси ствола скважины можно определить по формуле

$$\varphi_{пер} = \arcsin \frac{D_c - d_ц}{l}, \qquad (8.1)$$

где D_c — диаметр скважины; $d_ц$ — диаметр опорно-центрирующих элементов; l — расстояние между элементами.

Если рассматривается перекос снаряда между долотом и опорно-центрирующим элементом, то формула переписывается в виде

$$\varphi_{пер} = \frac{2D_c - (D_д + d_ц)}{2l}, \qquad (8.2)$$

где $D_д$ — диаметр долота.

Перекос нижней части компоновки ($\varphi_{пер}$) возникает в связи с имеющимся зазором между компоновкой и стенками скважины — так называемым технологическим зазором. На величину зазора влияет диаметр породоразрушающего инструмента и интенсивность его фрезерующего воздействия на стенки скважины, устойчивость горных пород против эрозионного воздействия потока промывочной жидкости, конструкция породоразрушающего инструмента и компоновки низа бурильной колонны. Диаметр скважины D_c может увеличиваться по сравнению с наружным диаметром долота вследствие фрезерующего воздействия долота на стенки скважины. С увеличением зазора тенденция к искривлению скважины усиливается.

Кроме перекоса наддолотной компоновки, происходит также поворот нижнего конца компоновки на угол $\varphi_{пов}$ за счет ее де-

формации под действием осевой нагрузки, изгибающего момента, передаваемого от расположенных выше УБТ, и других сил. Он вызывается потерей устойчивости низа бурильной колонны под действием приложенных нагрузок. Наибольшее значение угла поворота нижнего конца компоновки, следовательно, можно определить как сумму рассмотренных выше углов:

$$\varphi = \varphi_{пер} + \varphi_{пов}.$$

Чтобы подойти к распределению действующих на низ бурильной колонны сил, сначала рассмотрим нагрузки, приложенные к компоновке низа в вертикальной скважине.

Если не рассматривать действие кратковременных динамических усилий, то низ бурильной колонны в вертикальной скважине находится под действием двух нагрузок: продольной осевой нагрузки сжатия от веса расположенной выше сжатой части УБТ и собственного веса наддолотного участка УБТ, а также крутящего момента, передаваемого долоту.

Соосность низа бурильной колонны и скважины в силу разных причин (первоначальный изгиб самой компоновки, действие центробежных сил) нарушается и, кроме того, появляется прогиб нижней части УБТ. Это приводит к изменению направления действия продольного усилия и появлению новых сил на контакте компоновки со стенками ствола скважины. Схема нагружения труб усложняется, и ее можно представить в виде, изображенном на рис. 8.1.

На нижнюю наддолотную часть компоновки действуют следующие нагрузки:

F_0 — осевая составляющая всех вышележащих сжатых УБТ; $M_в$ — изгибающий момент, передаваемый от вышележащих изогнутых УБТ и приложенный к верхнему концу наддолотной компоновки; q — собственный распределенный вес наддолотной компоновки; F_1, F_2 — боковые силы (силы реакции стенки скважины на компоновку в местах контакта); $M_н$ — изгибающий момент в нижней части компоновки, возникающий на долоте вследствие асимметричного разрушения горной породы на забое; $P_э$ — реакция забоя скважины, которую в общем случае можно представить в виде двух сил: осевой составляющей P и боковой силы $F_б$; $M_{кр}$ — крутящий момент, передаваемый на долото; $F_ц$ — центробежная сила.

Действие центробежной силы $F_ц$ зависит от характера вращения, т. е. от положения оси, вокруг которой происходит вращение. Наддолотная часть компоновки может вращаться либо вокруг собственной оси, и в этом случае центробежная сила будет оказывать минимальное влияние на нагружение компоновки, либо вокруг оси скважины, и тогда ее величина может достигать больших значений. Она зависит от удельной массы, величины прогиба и частоты вращения.

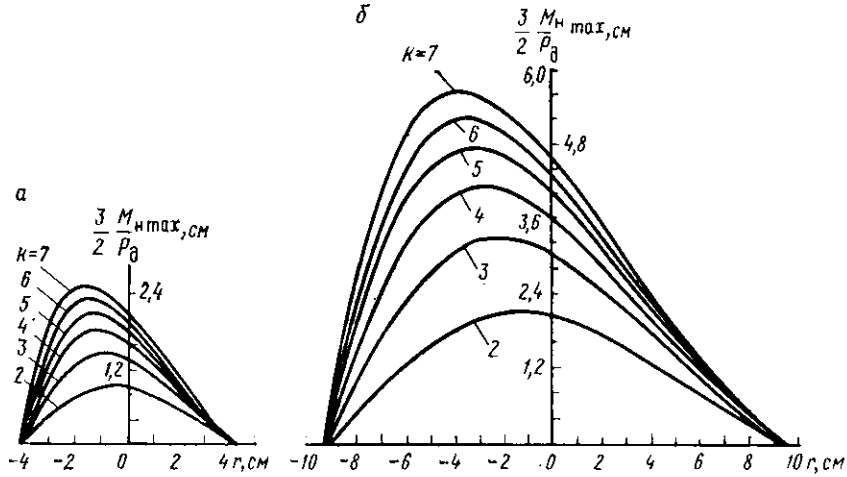


Рис. 8.2. Распределение изгибающего момента $M_н$ по диаметру долота при различных значениях k.
Диаметр долота, мм: *а* — 93; *б* — 190,5

В общем виде даже в вертикальном стволе картина нагружения наддолотной части компоновки получается довольно сложной и аналитическое исследование ее работы становится чрезвычайно громоздким и трудно выполнимым. Для упрощения задачи в теоретической постановке ограничиваются рассмотрением воздействия лишь наиболее существенных нагрузок и некоторыми пренебрегают.

Изменение момента $M_н$, возникающего на долоте из-за неравномерного разбуривания контакта двух различных пород на забое скважины, исследовалось аналитически А. С. Станишевским, А. Г. Калининым, И. В. Потаниным и др. Были построены теоретические графики изменения изгибающего момента $M_{н\,max}$ в зависимости от проникновения долота в глубь крепкой породы при различных значениях k ($k=E_A/E_B$, где E_A, E_B — модули продольной упругости верхней и подстилающей горных пород; $E_A<E_B$) (рис. 8.2).

Момент $M_н$ зависит от диаметра долота (на рис. 8.2 он приведен для двух диаметров долот).

Как показали аналитические исследования, крутящий момент не оказывает существенного влияния на изгиб компоновки, поэтому им обычно пренебрегают.

Для участка низа компоновки (см. рис. 8.1) при $0\leqslant x\leqslant l$ уравнение моментов в некотором сечении будет иметь вид

$$EI\frac{d^2y}{dx^2}+P_зy+M_{цx}+\frac{M_в}{l}x+\frac{M_н}{l}(l-x)-F_бx=0, \qquad (8.3)$$

где $P_з$ — реакция забоя; $M_{цх}$ — момент центробежных сил на участке x; $F_б$ — боковая сила, действующая на долото со стороны забоя и стенки скважины.

В полное уравнение входит ряд членов, величины которых не поддаются точному аналитическому выражению, поэтому для облегчения решения задачи нередко принимают упрощенную схему нагружения низа компоновки. Например, принимают, что $P_з = F_о + q\frac{l}{2}$, где q — вес 1 м компоновки; l — длина наддолотной компоновки, т. е. расстояние от долота до нижнего опорно-центрирующего элемента (крутящий момент $M_{кр}$ и момент центробежных сил не учитывают, смещение долота от оси скважины также не учитывают). Тогда уравнение записывается в упрощенном виде

$$EI\frac{d^2y}{dx^2} + \left(F_о + \frac{ql}{2}\right)y + \left(\frac{M_в}{l} - F_б\right)x = 0. \qquad (8.4)$$

Введем обозначения $B = F_о + \frac{ql}{2}$; $A = \frac{M_в}{l} - F_б$

и перепишем уравнение (8.4) в виде

$$\frac{d^2y}{dx^2} + \frac{B}{EI}y = -\frac{A}{EI}x. \qquad (8.5)$$

Решение данного уравнения записывается следующим образом:

$$y = c_1 \sin nx + c_2 \cos nx - \frac{A}{B}x, \qquad (8.6)$$

где c_1 и c_2 — постоянные интегрирования; $n = \sqrt{B/EI}$.

Потеря устойчивости низа компоновки на длине l происходит при $n = \pi/l$, так как при этом достигается критическое значение силы. Действительно, при $n = \pi/l$

$$B = \frac{\pi^2 EI}{l^2} = P_{кр}.$$

Для определения постоянных интегрирования c_1 и c_2 рассмотрим граничные условия

$$x = 0, \quad y = 0;$$

$$x = l/2, \quad y = f = \frac{D_с - d_т}{2}; \quad y' = 0.$$

Из рассмотрения решения (8.6) по первому граничному условию следует, что $c_2 = 0$, а по второму условию

$$c_1 = \frac{\frac{A}{B}\frac{l}{2} + f}{\sin\frac{nl}{2}}.$$

Тогда уравнение изогнутой оси наддолотной части компоновки можно переписать в виде

$$y = \frac{\frac{A}{B} + \frac{l}{2} + f}{\sin\frac{nl}{2}} \sin nx - \frac{A}{B} x.$$

По первой производной y' при $x=0$ можно найти угол поворота $\varphi_{пов}$.

К определению угла поворота можно подойти иначе для случая, когда прогиб не достигает f. Для этого постоянную интегрирования следует отыскивать из граничного условия $x=l$, $y=0$. В этом случае из (8.6) получаем

$$c_1 = \frac{A}{B} \frac{l}{\sin nl}$$

и уравнение (8.6) окончательно примет вид

$$y = \frac{A}{B} \frac{A}{B} l \frac{\sin nx}{\sin nl} - \frac{A}{B} x$$

или

$$y = \frac{A}{B} l \left(\frac{\sin nx}{\sin nl} - \frac{x}{l} \right). \qquad (8.7)$$

Угол поворота по первой производной

$$\varphi_{пов} = \frac{A}{B} \left(\frac{nl \cos nx}{\sin nl} - 1 \right).$$

Суммарный угол поворота наддолотной части компоновки будет определяться в этом случае с учетом перекоса:

$$\varphi = \varphi_{пов} + \varphi_{пер}. \qquad (8.8)$$

Приведенный выше теоретический анализ является приблизительным, поскольку не учитывает действия многих факторов: динамического характера нагрузок, фактического состояния ствола скважины, переменчивости его диаметра и т. д. Поэтому для решения практических задач большое значение имеют анализ фактических данных по искривлению скважин в том или ином районе и статистическая обработка получаемой информации.

Независимо от того, является ли искривление скважины преднамеренным или самопроизвольным, бурение скважины, потерявшей прямолинейность, всегда сопряжено с определенными трудностями.

Можно выделить следующие отрицательные последствия искривления скважины: повышенный износ бурильных труб; увеличение затрат времени на спуско-подъемные операции и повышение опасности прихватов; значительные трудности при спуске

обсадной колонны в скважину, а иногда и невозможность спустить ее до намеченной глубины; повышение опасности смятия обсадных колонн в интервале резкого перегиба оси ствола скважины; формирование желобов, т. е. образование в стенках скважины дополнительного ствола неполного профиля под воздействием бурильной колонны; сложность проведения ловильных работ (*например, соединение с оборванной частью бурильной колонны*); увеличение протяженности скважины по сравнению с прямолинейной, пробуренной на ту же глубину; необходимость проведения дополнительных работ (выправление ствола, перебуривание отдельных интервалов, проведение контрольных замеров кривизны и т. д.); ошибки в определении позиции залежи, измерении мощности пласта, в подсчете запасов; повышение затрат на бурение 1 м скважины. Иногда искривление скважины настолько усложняет весь процесс ее дальнейшего углубления, что становится невозможным достичь проектной глубины. Кроме того, искривление скважин может привести к существенному нарушению сетки разработки месторождения и повлиять на показатели его эксплуатации.

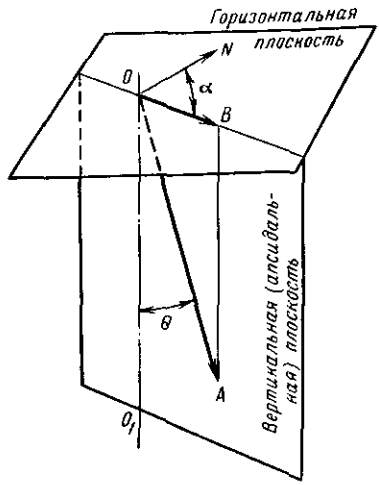


Рис. 8.3. Схема ориентирования положения скважины в пространстве

Предотвращение отрицательных последствий искривления скважины возможно только при постоянном контроле за пространственным положением скважины в массиве горных пород. Направление оси скважины в любой ее точке может быть охарактеризовано двумя углами: зенитным θ, который измеряется между направлением оси скважины *OA* в рассматриваемой точке и вертикалью OO_1; азимутальным α, измеряемым в горизонтальной плоскости по ходу часовой стрелки между проекцией оси скважины *OB* на эту плоскость и заданным направлением *ON* (рис. 8.3).

В зависимости от принятого начала отсчета различают азимуты истинный, магнитный и условный. В буровой практике чаще пользуются магнитным или условным азимутом.

Искривленная скважина графически может быть представлена на профиле и инклинограмме. Профилем скважины называется проекция оси скважины на вертикальную плоскость. Под инклинограммой понимается проекция оси скважины на горизонтальную плоскость в принятом масштабе.

Вертикальная плоскость, в которой находится ось скважины или касательная к ней в данной точке, называется апсидальной. Если азимутальный угол остается постоянным для всех интервалов, т. е. если ось скважины располагается в одной и той же апсидальной плоскости, искривление скважины принято называть плоским. Если же азимутальный угол также претерпевает изменение, происходит пространственное искривление и в этом случае искривление характеризуется общим углом β. Его величину определяют по формуле

$$\cos\beta = \cos\theta_1 \cos\theta_2 + \sin\theta_1 \sin\theta_2 \cos\Delta\alpha, \qquad (8.9)$$

где θ_1 и θ_2 — зенитные углы соответственно в начале и в конце интервала; $\Delta\alpha$ — изменение азимута на протяжении интервала.

Весьма важными характеристиками ствола скважины в искривленной его части являются показатели интенсивности искривления: кривизна и интенсивность набора зенитного угла. В отличие от математического понятия кривизны, которое относит ее к точке, в практике бурения пользуются усредненной кривизной, которая определяется как отношение приращения угла искривления скважины на каком-то интервале к его протяженности: $k = \Delta\beta/\Delta l$ ($\Delta\beta$ — приращение угла, рад; (Δl — протяженность интервала, м).

Интенсивность искривления — это величина, характеризующая относительное изменение искривления скважины на некотором интервале (градус/м).

При оценке допустимых пределов отклонения ствола скважины от заданной траектории исходят из того, что на любом участке общий угол искривления не должен отличаться от проектного более чем на 15 %, а зенитный угол на конечной отметке не должен отклоняться от проектного более чем на $\pm 3°$. В практике бурения скважин на нефтяных и газовых месторождениях в интервале продуктивного объекта искривление скважины лимитируется кругом допустимого отклонения. В таких случаях задается радиус круга отклонения.

В качестве основных рассматриваются следующие геометрические характеристики искривленной (наклонно направленной) скважины: $H_о$ — протяженность скважины вдоль оси; $H_в$ — глубина скважины; $\Delta h = H_о - H_в$ — удлинение скважины вследствие ее искривления; A — отклонение забоя скважины, т. е. смещение забоя скважины от вертикали, проходящей через устье.

При проектировании наклонно направленной скважины задаются глубина скважины $H_в$, отклонение забоя A и азимут.

8.2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Как было показано выше, бурение искривленной скважины сопряжено со многими трудностями, и поэтому своевременное принятие мер по предупреждению искривления имеет очень большое значение для обеспечения высокой эффективности буровых работ.

В разрешении этой проблемы по мере накопления фактического материала большое значение имело выявление основных факторов, приводящих к искривлению скважин, и установление закономерностей их искривления.

Все факторы, обусловливающие искривление скважин, систематизированы и разделены на три группы: геологические, технологические и технические.

Геологические факторы связаны с особенностями строения массива горных пород, в котором проводится скважина. По характеру воздействия на направление скважин они могут быть распределенными, т. е. действующими на значительном интервале, или локальными. Локальные факторы (например, попадание скважины на очень твердое включение или в карстовую пустоту) оказывают лишь кратковременное, но вместе с тем нередко очень сильное воздействие на забойный инструмент и могут вызвать резкий перегиб ствола скважины. Их проявление носит случайный характер.

Для выявления закономерностей большое значение имеют факторы, действующие систематически на некотором интервале. Их появление связано с особенностями формирования горных пород, развитием тектонических процессов и метаморфизмом. К числу систематических факторов прежде всего следует отнести анизотропию горных пород, пластовые формы залегания и наличие в породах густоразвитой трещиноватости (кливаж) и кавернозности.

Анизотропия горных пород проявляется в различии их физико-механических свойств по разным направлениям. Она связана со слоистостью, сланцеватостью, трещиноватостью горных пород. Обычно высокой анизотропностью отличаются метаморфизованные породы (табл. 8.1.).

Таблица 8.1. Анизотропность горных пород по временному сопротивлению сжатию

Горная порода	Предел прочности на сжатие, МПа	
	вдоль слоистости	перпендикулярно к слоистости
Кварцит	490,5	400
Глинистый сланец	63,0	54
Гранодиорит	255,0	237

Анизотропность горных пород обусловливает их различную буримость в разных направлениях. Особенно рельефно это различие выражено у тонкослоистых пород; в направлении, перпендикулярном к напластованию, буримость всегда выше, чем вдоль напластования. Соотношение буримостей можно охарактеризовать буровым индексом анизотропии горных пород

$$n = v_{\parallel}/v_{\perp},$$

где $v_{\perp}$ — скорость проходки в направлении, перпендикулярном к напластованию; $v_{\parallel}$ — скорость проходки в направлении, параллельном напластованию.

Величина индекса анизотропии может колебаться в широких пределах: $n = 1{,}0 \div 0{,}5$.

Пластовое залегание горных пород приводит к тому, что всякий раз, когда скважина пересекает плоскость напластования, породоразрушающий инструмент работает на забое с неоднородной буримостью. Установлено, что при бурении в толщах осадочных горных пород ствол скважины может либо выполаживаться и стремиться к направлению, перпендикулярному к напластованию, либо выкручиваться, т. е. как бы отражаться от плоскости напластования. Некоторые исследователи предполагают, что последующее направление искривления скважины зависит от угла встречи скважины с контактом пластов, и предлагают ввести понятие критического угла. Если фактический угол встречи меньше критического, искривление скважины происходит по падению. По данным Г. С. Юзбашева и В. С. Федорова, значение критического угла встречи равно 24°.

Развитая система ориентированных трещин в горной породе также приводит к ее анизотропии, так как каждая трещина может рассматриваться как включение с нулевой прочностью.

При проектировании траектории скважины и разработке технологии бурения необходимо учитывать влияние геологических факторов и механизм искривления скважин. Интенсивность искривления скважин под воздействием геологических факторов в тех или иных условиях исследуют путем статистической обработки данных по пробуренным скважинам. Иногда при правильном учете геологических факторов удается провести скважину в заданном направлении без использования специальных средств.

Действие технологических факторов определяется способом бурения и технологическим режимом. При вращательном бурении основными факторами, влияющими на искривление скважин, являются нагрузка на породоразрушающий инструмент, частота вращения, расход промывочной жидкости и ее параметры.

Если низ бурильной колонны рассматривать как стержень с шарнирным закреплением внизу, то должна существовать критическая нагрузка на верхнем конце, после превышения которой

стержень теряет устойчивость и претерпевает продольный изгиб. Для стержня критическая нагрузка может быть вычислена по формуле Эйлера

$$P_{кр} = \pi^2 EI/(kl)^2, \qquad (8.10)$$

где I — осевой момент инерции; l — длина стержня; k — коэффициент, зависящий от характера закрепления концов.

Так как продольная сила, действующая на компоновку, определяется ее собственным весом, принято половину веса стержня прикладывать к его верхнему концу. Тогда в формулу вместо $P_{кр}$ можно подставить $ql_{кр}/2$ и переписать выражение для

$$l_{кр} = \sqrt[3]{2\pi/k^2}\,\sqrt[3]{EI/q} \quad \text{или}$$

$$l_{кр} = k_1 \sqrt[3]{EI/q}$$

и для

$$P_{кр} = k_2 \sqrt[3]{EIq^2}\,.$$

Величина коэффициента k зависит от условий закрепления концов компоновки и подбора решения уравнения равновесия.

Для коэффициента k_2 разные авторы приводят различные значения. А. Е. Сароян для стержня с обоими опертыми концами или для стержня с верхним защемленным концом и нижним опертым дает одно и то же значение $k_2 = 1{,}94$, что, как отмечает автор, совпадает со значением, полученным А. Лубинским.

С повышением частоты вращения бурильной колонны возрастает роль центробежных сил и продольный прогиб может происходить при меньших осевых нагрузках. С ростом частоты вращения длина $l_{кр}$ уменьшается. Кроме того, при повышенных частотах может усиливаться боковая вибрация долота и в соответствующих условиях — его фрезерующее воздействие на стенки ствола.

Роль расхода промывочной жидкости и ее параметров как фактора, вызывающего искривление скважины, выражается в разрушении стенок скважины, размыве их или растворении, в связи с чем значительно увеличиваются радиальные зазоры между УБТ и стволом и создаются благоприятные условия для более интенсивного перекоса призабойной сжатой части бурильной колонны в стволе.

Вместе с тем правильный подбор технологического режима бурения, обеспечивающего высокие скорости проходки ствола скважины, способствует борьбе с искривлением, поскольку позволяет сократить продолжительность действия некоторых факторов (например, предотвратить разрушение стенок скважины и сохранить зазоры близкими к номинальным).

В практике буровых работ известны случаи, когда при постоянном контроле направления ствола скважину углубляют на оптимальном режиме, хотя повышенные нагрузки на долото угрожают возрастанием искривления, и в случае необходимости в дальнейшем корректируют траекторию ствола.

Технические факторы в основном связаны с нарушением соосности инструмента и скважины по техническим причинам; среди них выделяют следующие: несоосность ротора или шпинделя станка и вышки; использование искривленного инструмента или инструмента с эксцентрично нарезанной соединительной резьбой, отсутствие центрирующих устройств при расширении ствола скважины, использование УБТ малого диаметра или полное отсутствие УБТ и т. д. Подмечено также, что при правом вращении шарошечные долота имеют тенденцию отклонять ствол скважины влево от направления восстания пластов, а лопастные — вправо.

Борьба с самопроизвольным искривлением скважин состоит в проведении комплекса мероприятий, которые направлены на устранение большинства технических факторов, регулирование технологических факторов и снижение влияния геологических. В комплексе мероприятий можно выделить следующие: использование УБТ, соответствующих диаметру скважины; применение квадратных и спиральных УБТ, позволяющих уменьшить зазоры между стенками скважины и утяжеленным низом; контроль качества нарезки соединительных резьб; контроль состояния бурильных труб (износа и искривления) и своевременная выбраковка труб, не годных для дальнейшего применения; при выполнении монтажных работ строгий контроль за правильностью установки ротора и направления; правильный подбор расхода промывочной жидкости и ее свойств, обеспечивающих стабильность ствола скважины; снижение осевой нагрузки на долото при бурении в крайне неблагоприятных геологических условиях.

Большое внимание в разработке мероприятий по предупреждению самопроизвольного искривления скважины уделяется правильному подбору конструкции низа бурильной колонны. Колонна бурильных труб, как отмечалось выше, является довольно гибким звеном, подверженным различного рода деформациям, и стабилизация его в стволе скважины представляет практически неразрешимую задачу. Речь может идти о стабилизации нижней наддолотной части бурильной колонны. Практический опыт показывает, что правильно разработанная конструкция утяжеленного низа бурильных труб с учетом конкретных геологических условий бурения, диаметра скважины, нагрузки на долото, искривления ее ствола и допустимых пределов отклонения от заданной траектории скважины позволяет значительно уменьшить влияние различных факторов на прямолинейность ствола скважины. С увеличением поперечных размеров компоновок низа бурильной колонны (КНБК) и приближением их к диаметру скважины, с по-

вышением жесткости КНБК и их соосности со стволом интенсивность искривления, как правило, падает.

Эффективность работы КНБК определяется правильностью подбора длины УБТ, конфигурацией ствола скважины и устойчивостью стенок скважины, величиной зазоров между стенками скважины и элементами КНБК, местоположением опорно-центрирующих элементов и стабилизаторов и эффективностью их опоры о стенки скважины, жесткостью КНБК. Как показывают исследования, опорно-центрирующие элементы выполняют свою роль, если зазор на сторону не превышает 1,5—2,0 мм.

Повышение жесткости и прямолинейности КНБК достигается правильным подбором размера утяжеленных бурильных труб по диаметру скважины, включением в конструкцию КНБК опорно-центрирующих элементов (центраторов и калибраторов) и стабилизаторов.

В практике бурения глубоких скважин находят применение различные по конструктивному исполнению компоновки. Их разновидности для роторного бурения приведены на рис. 8.4 и для турбинного — на рис. 8.5.

Несмотря на большое разнообразие конструктивных схем КНБК можно выделить три типовые конструкции, основанные на принципах отвеса (или маятника), жесткого центрирования КНБК в стволе скважины, гироскопического эффекта.

Принцип отвеса реализуется в КНБК с максимально приближенным к долоту центром тяжести. Это достигается за счет использования УБТ максимально возможного наружного диаметра и соответственно максимального веса 1 м. В этом случае при отклонении оси КНБК от вертикали возникает составляющая веса, стремящаяся вернуть КНБК в вертикальное положение. При сравнительной простоте конструкции КНКБ этого типа эффективны в слабоустойчивых породах, где использование опорно-центрирующих элементов из-за значительных зазоров не дает эффекта. К недостаткам КНБК по принципу отвеса следует отнести то, что в ряде случаев составляющей веса недостаточно для полной компенсации приложенной к долоту отклоняющей силы, вследствие чего ствол скважины претерпевает искривление, и, кроме того, для усиления эффекта отвеса порой приходится снижать нагрузку на долото, что неблагоприятно сказывается на показателях бурения.

Последнего недостатка лишена КНБК, построенная на принципе жесткого центрирования. Ее конструкция включает УБТ спиральные и квадратные, опорно-центрирующие элементы и стабилизаторы, которые в общей сложности позволяют при достаточно высоких продольных нагрузках сжатия сохранять прямолинейность КНБК и ее соосность со стволом скважины. Этот тип КНБК — высокоэффективное средство предупреждения искривления в устойчивых породах средней твердости и твердых и не-

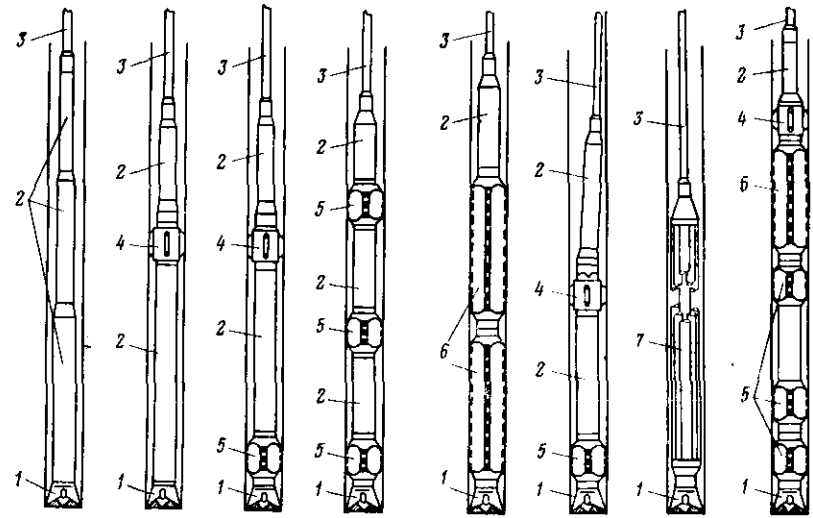


Рис. 8.4. Компоновки для роторного бурения:

1 — долото; *2* — УБТ; *3* — бурильные трубы; *4* — центратор; *5* — калибратор; *6* — стабилизатор (квадратные УБТ); *7* — наддолотный утяжелитель

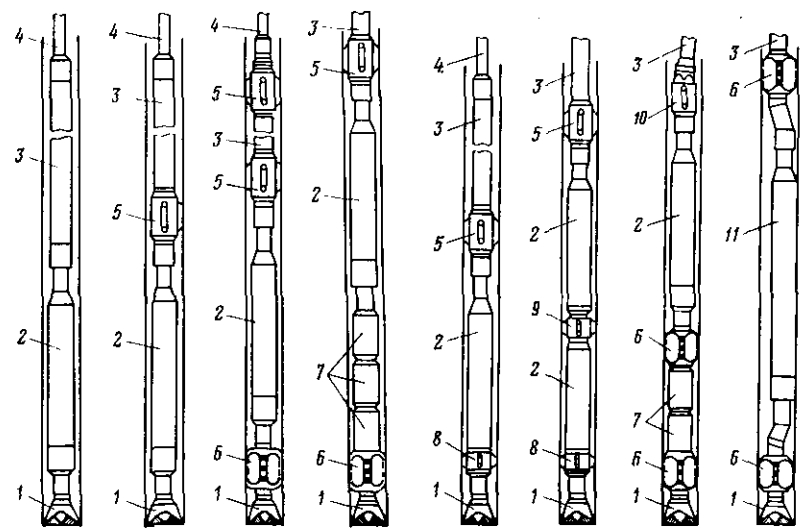


Рис. 8.5. Компоновки для турбинного бурения:

1 — долото; *2* — турбобур; *3* — УБТ; *4* — бурильные трубы; *5* — центратор; *6* — калибратор; *7* — наддолотный маховик; *8* — центратор на ниппеле турбобура; *9* — межсекционный центратор; *10* — шарнирный центратор; *11* — турбобур-стабилизатор

применим при проходке пород слабосвязанных, подверженных интенсивному размыву, слабоустойчивых в стенках скважины и кавернозных.

Третья принципиальная схема (принцип гироскопа) реализуется при турбинном бурении, когда к вращающемуся с большой скоростью валу турбобура над долотом подсоединяют секцию утяжеленных бурильных труб длиной 12—15 м. Маховой момент вращающейся массы препятствует повороту оси вращения и тем самым способствует сохранению прямолинейности скважины. На практике последняя схема не получила широкого применения из-за повышения опасности прихвата инструмента шламом, накапливающимся в местах изменения размеров зазора.

Проектирование конструкции КНБК сводится к выбору УБТ, соответствующих по диаметру и конфигурации условиям бурения, подбору опорно-центрирующих элементов, обеспечивающих достаточный ресурс работы в данных условиях, и определению местоположения их в КНБК, позволяющего сохранить прямолинейность низа бурильной колонны. При расчете КНБК определяют оптимальную длину секций УБТ между опорно-центрирующими элементами. Она зависит от нагрузки на долото, зазора между УБТ и стенкой скважины, зенитного угла, при роторном бурении — от расстояния между долотом и нижним центрирующим элементом, а также от частоты вращения инструмента.

Если искривление скважины превысило допустимые пределы, для ее выправления применяют технические средства наклонно направленного бурения.

8.3. НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются наклонно направленными.

Работы по проводке наклонно направленных скважин включают: проектирование, бурение искривленных участков ствола, бурение прямолинейно-наклонных участков ствола, маркшейдерские работы (задание направления стволу скважины, контроль за его пространственным положением).

Необходимость проводки наклонных скважин может определяться:

характером рельефа местности, не позволяющим бурить вертикальные скважины или требующим для этого сооружения специальных дорогостоящих оснований под буровые вышки, ввиду расположения нефтяных пластов под дном моря, озера, реки или болота, при гористом рельефе или при наличии капитальных сооружений на поверхности и др.;

особенностями залегания нефтяных пластов, не позволяющими вскрыть их вертикальными скважинами;

применением кустового или многоствольного способа бурения на равнинных площадках, когда это экономически целесообразно и технически возможно;

потребностью во вспомогательной скважине для тушения горящих фонтанов;

зарезкой ответвленного ствола из основного для ликвидации аварии и при капитальном ремонте скважин.

При разработке проекта наклонно направленных скважин необходимо учитывать целевое назначение скважины и конкретные геолого-технические условия бурения.

Составленный проект должен обеспечивать сооружение наклонно направленных скважин с минимальными затратами времени и средств.

В проект на сооружение наклонно направленных скважин (эксплуатационных, разведочных и специальных) должны входить обоснование выбора конфигурации профиля, расчет и построение положения траектории оси ствола наклонно направленных скважин в пространстве, установление допустимого отклонения ствола от проекта.

Проектные данные оформляют в виде графического изображения проекции ствола наклонно направленной скважины на вертикальную и горизонтальную плоскости. Кроме горизонтальной и вертикальной проекций, на которых указаны численные величины, приведенные в таблицах, в проекте также указываются: компоновки низа бурильной колонны, интервалы работы с этими компоновками, способы ориентирования компоновок, возможная ошибка (расхождение между проектным и фактическим азимутами) при зарезке наклонно направленного ствола, осевые нагрузки, возникающие при подъеме инструмента, и допустимые отклонения от проекта.

Выбор конфигурации профиля сводится к определению очередности бурения участков, обеспечивающих наиболее благоприятные условия проводки наклонно направленной скважины.

Профиль должен удовлетворять скоростному и качественному бурению наклонно направленных скважин, иметь минимальное число изгибов и отвечать двум основным требованиям — он должен быть технически выполнимым и экономически целесообразным.

Техническая выполнимость определяется возможностью (при наличии соответствующего бурового оборудования, инструмента и квалификации буровой бригады) пробурить и обсадить ствол сооружаемой по выбранному профилю наклонно направленной скважины.

Разработанные в настоящее время виды профилей для наклонно направленных скважин делятся на две группы: к первой

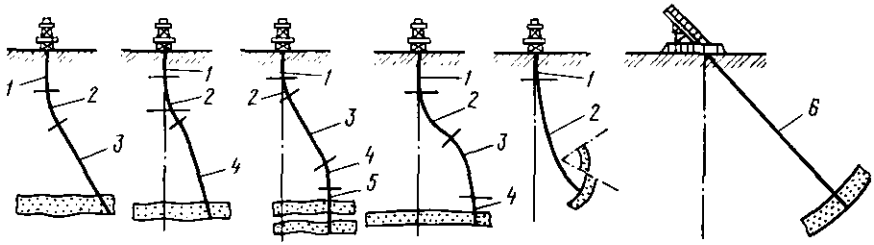


Рис. 8.6. Профили наклонно направленных скважин обычного типа.

Интервалы: *1, 5* — вертикальные; *2* — набора зенитного угла; *3* — стабилизации; *4* — уменьшения зенитного угла; *6* — прямолинейный наклонный

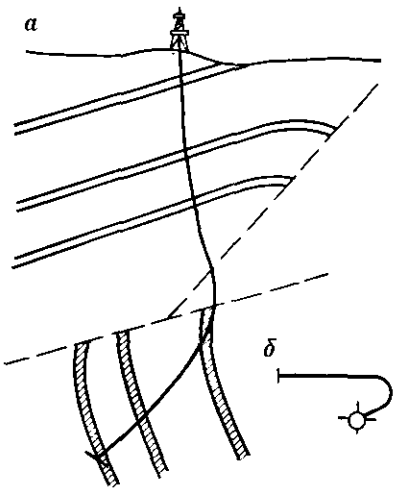


Рис. 8.7. Профиль пространственного типа:

а — профиль; *б* — инклинограмма

(рис. 8.6) относятся профили, представляющие кривую линию, *расположенную в одной вертикальной плоскости* (профили обычного типа); ко второй (рис. 8.7) — представляющие пространственную кривую линию (профили пространственного типа).

При проектировании наклонно направленных скважин необходимо провести проверочный расчет нагрузки на крюке при подъеме инструмента.

Для расчета любого профиля необходимы следующие исходные данные: общая глубина скважин до проектного горизонта по вертикали; отклонение забоя от вертикали, проходящей через устье скважины; проектный азимут наклонного ствола; длина первого вертикального участка профиля.

Каждый профиль наклонно направленной скважины в начале должен иметь вертикальный участок глубиной не менее 40—50 м.

Окончание первого (вертикального) участка следует по возможности приурочить к устойчивым породам, где можно за один рейс набрать зенитный угол в 5—6°.

При бурении искривленного участка ствола можно получить

вполне определенный, заранее заданный темп набора зенитного угла, определяющий интервал работы с отклонителем.

При постоянном темпе набора зенитного угла искривление происходит по дуге с определенным радиусом искривления.

Минимально возможный радиус искривления выбирают в зависимости от целевого назначения скважины; возможного спуска (прохождения) приборов, необходимых для исследования или испытания скважин на продуктивность; технологических условий бурения.

Для наклонно направленных скважин следует предусматривать свободное прохождение через искривленный участок ствола, обсаженного колонной, приборов и приспособлений, необходимых для исследования или испытания скважин. При механизированной добыче нефти, когда глубинные насосы располагаются на участке набора или снижения зенитного угла ствола, также обсаженного колонной, насосы должны вписываться без деформации, чтобы избежать преждевременного выхода из строя.

Минимально возможный радиус для поставленных условий определяется по формуле

$$R = \frac{L^2}{8(D - d - k)}, \tag{8.11}$$

где L—длина спускаемого прибора, приспособления или насоса, м; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d — наружный диаметр прибора, приспособления или насоса, м; k — зазор между стенкой обсадных труб и корпусом спускаемого прибора, приспособления или насоса, м.

Величину k выбирают из конкретных условий, она почти во всех случаях может быть принята равной 1,5—3 мм. Эта величина уточняется на основании фактических данных.

К технологическим условиям бурения, определяющим минимально возможный радиус искривления, относятся: нормальная работа бурильных труб; свободный спуск (прохождение) бурильного инструмента; минимальная перегрузка на крюке при подъеме инструмента из искривленного ствола скважины; отсутствие опасности формирования желобов или протирания обсадных колонн (если искривленный участок обсажен колонной).

В инструменте, работающем на искривленном участке ствола, не должны возникать напряжения, превосходящие предел текучести.

На участке ствола, расположенном в непосредственной близости от проектного забоя, величина радиуса не должна быть меньше значения, рассчитанного по формуле

$$R_{\min} = \frac{dE}{2\sigma_{\text{т}}}, \tag{8.12}$$

где d — наружный диаметр бурильных труб, м; E — модуль

Юнга, Па (для сталей $E=(2{,}0\div2{,}2)10^{11}$ Па); $\sigma_т$ — предел текучести материала труб, Па.

Минимально допустимый радиус искривления для бурильных труб, расположенных в приустьевой зоне, подсчитывают по формуле

$$R_{min} = \frac{dE}{2(\sigma_т - \sigma_р)}, \tag{8.13}$$

где $\sigma_р$ — напряжение растяжения, Па,

$$\sigma_р = P/F \tag{8.14}$$

(P — максимальная нагрузка, действующая в месте изгиба тела трубы, Н; F — площадь поперечного сечения тела трубы, м^2).

Дополнительное усилие, возникающее при спуске и подъеме забойных двигателей через искривленные участки ствола скважины, не должно влиять на спуско-подъемные операции.

Минимальный допустимый радиус искривления для спускаемых обсадных труб подсчитывают по формуле

$$R = \frac{Ed_н}{2\sigma_т}, \tag{8.15}$$

где $d_н$ — наружный диаметр обсадной трубы, м.

При расчете профиля выбранный радиус искривления (ввиду увеличения фактического интервала работы с отклонителем) необходимо принимать на 5—10 %, больше его теоретической величины. Увеличение происходит из-за неточной установки отклонителя при зарезке наклонного участка ствола и при последующих рейсах.

По окончании расчета профиля на миллиметровой бумаге строят горизонтальную и вертикальную проекции в масштабах, применяемых в геофизической службе. Горизонтальную проекцию желательно иметь в более крупном масштабе (1 : 200, 1 : 400 или 1 : 500), чем вертикальную (1 : 1000 или 1 : 2000).

На буровой необходимо иметь документ, содержащий сведения об азимутальном расположении оси буровых мостков.

Набор и снижение зенитного угла скважины при бурении забойными двигателями осуществляются компоновками низа бурильной колонны, которые выбирают в соответствии с геолого-техническими условиями бурения.

Для набора зенитного угла рекомендуется применять следующие компоновки (рис. 8.8):

долото *1*, забойный двигатель *2*, переводник *3* с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы *4* (рис. 8.8 *а*). Угол перекоса присоединительных резьб переводника обычно принимается равным 1°30′ — 3°, длина УБТ — 12—25 м;

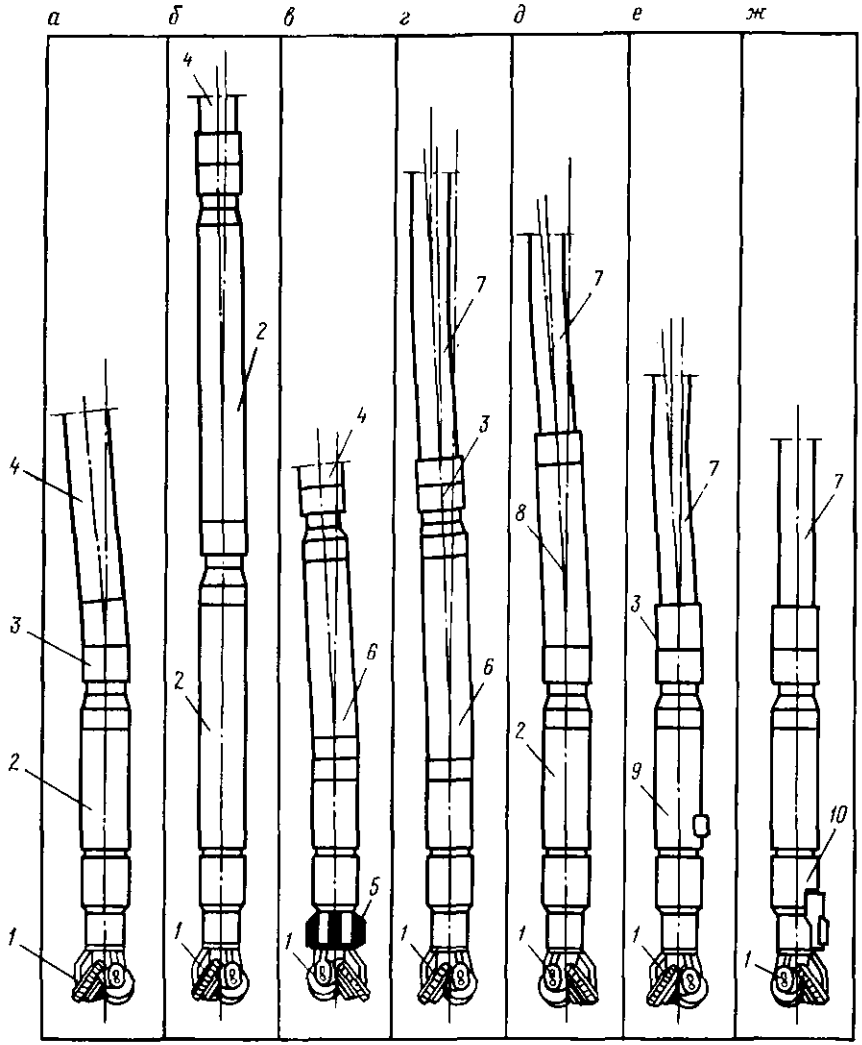


Рис. 8.8. Компоновки низа бурильной колонны для искривления скважин

долото *1*, секционный турбобур *2*, секции которого соединены под углом, и утяжеленные бурильные трубы *4* (рис. 8.8, *б*). Секции турбобура соединяются под углом 0°30′—1°30′;

долото *1*, наддолотный калибратор *5* (рис. 8.8, *в*), турбинный отклонитель *6*, утяжеленные бурильные трубы *4*. Угол перекоса присоединительных резьб отклонителя рекомендуется принимать 1—2°;

долото *1*, отклонитель *6*, переводник *3* с перекошенными осями присоединительных резьб и бурильной трубы *7* (см. рис. 8.8, *г*). При сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону, угол перекоса резьб переводника рекомендуется принимать 1—2°;

долото *1*, турбобур *2*, отклонитель (Р-1) *8* и бурильные трубы *7* (рис. 8.8, *д*). Угол перекоса резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать 1°30′—3°;

долото *1*, турбобур с металлической накладкой на корпусе *9*, переводник *3* с перекошенными осями присоединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы *7* (см. рис. 8.8, *е*);

долото *1*, турбобур с эксцентрично установленной на ниппеле металлической или резиновой накладкой *10* и обычные или утяжеленные бурильные трубы *7* (см. рис. 8.8, *ж*).

Для увеличения интенсивности искривления скважины во всех приведенных компоновках турбобур (электробур) нормальной длины может быть заменен укороченным.

Регулирование компоновок непосредственно на буровой для получения искривления различной интенсивности достигается изменением угла перекоса осей присоединительных резьб переводника (компоновка *а*) и длины прямых переводников, устанавливаемых между долотом и отклонителями (компоновки *в*, *г*, *е*, рис. 8.8).

При использовании эксцентричного ниппеля (компоновка *ж*) установка на шпинделе турбобура переводника длиной более 30 см не допускается.

Для искривления отдельных участков скважины должен быть составлен проект на отклоняющую компоновку.

Проектирование отклоняющих компоновок заключается в выборе компоновок, расчете геометрических размеров компоновки, проверочном расчете.

Компоновки выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требуемой точности искривления.

Компоновки *а*—*в* рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительного увеличения диаметра ствола. Предпочтительно применение компоновки типа *в* (см. рис. 8.8), так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получить более высокие показатели бурения, механическую скорость и проходку на долото.

Компоновки *д* и *г* следует применять, если ожидается значительное расширение ствола скважины.

Компоновки *д*, *е*, *ж* применяются в том случае, когда требуется малая интенсивность искривления.

Геометрические размеры компоновки низа бурильной колонны рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок *е* и *ж* рекомендуется подбирать такие их размеры, чтобы можно было получить приращение угла искривления скважины не более 1° на 10 м проходки.

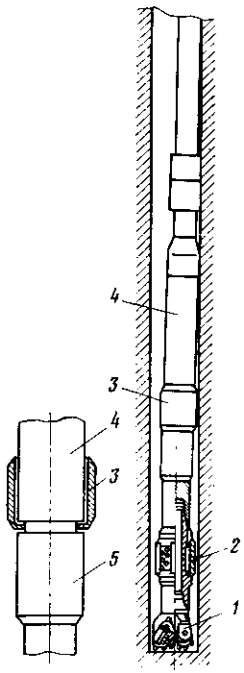


Рис. 8.9. Компоновка низа бурильной колонны для стабилизации зенитного угла:

1 — долото; *2* — калибратор; *3* — стабилизатор типа СТК; *4* — турбобур; *5* — ниппель турбобура

Проверочный расчет компоновки производят для проверки ее на прочность, определения возможности пропуска через кондуктор, оценки возможности запуска забойного двигателя.

Чтобы уменьшить зенитный угол, рекомендуется применять следующие компоновки низа бурильной колонны:

для медленного уменьшения зенитного угла — долото, забойный двигатель (несекционный) и бурильные трубы;

для более быстрого снижения зенитного угла — долото, сбалансированную толстостенную трубу в пределах диаметра забойного двигателя и длиной 3—4 м, забойный двигатель (несекционный) и бурильные трубы;

для интенсивного уменьшения зенитного угла — одну из компоновок, приведенных на рис. 8.8.

Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять следующие компоновки:

долото, наддолотный калибратор, стабилизаторы (СТК, СТС), устанавливаемые на корпусе турбобура, турбобур и УБТ (рис. 8.9);

долото, наддолотный калибратор, турбобур с наварными на его корпусе накладками, УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ниппелем и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

Искривлять скважины в пространстве можно с помощью компоновок, включающих опорно центрирующие элементы, установленные на расчетных расстояниях от долота.

При бурении наклонно направленной скважины турбинно-роторным способом набор зенитного угла необходимо проводить компоновкой с отклонителем на базе забойного двигателя, а проводку вертикального и наклонно прямолинейного участков — роторным способом.

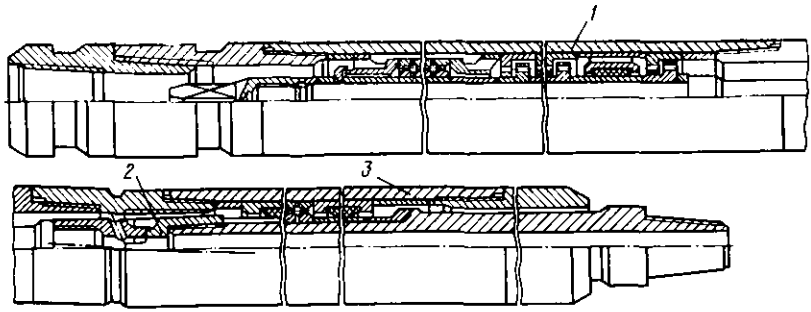


Рис. 8.10. Компоновка турбинного отклонителя:
1 — турбинная секция; *2* — универсальный шарнир; *3* — шпиндельная секция

До начала бурения буровые бригады должны освоить приемы работ и технологию бурения наклонно направленных скважин.

Каждую буровую, где применяют отклонители, должна обслуживать дежурная инклинометрическая партия или при ее отсутствии необходимо иметь дополнительное оснащение, в том числе лебедку для спуска и подъема аппарата забойного визирования и контролирования направления оси скважины.

Ствол скважины искривляют специальными отклоняющими устройствами (рис. (8.10).

Тип и размер отклонителя, а также компоновки нижней части бурильного инструмента выбирают в соответствии с необходимой интенсивностью искривления скважины и с учетом работы в данном районе.

Перед первым спуском отклонителя по окончании рейса скважину необходимо тщательно промыть.

Забуривать наклонный ствол из-под башмака обсадной колонны необходимо с отклоняющей компоновкой при наличии открытого ствола не менее 30 м.

Спускать отклоняющие устройства через необсаженный ствол скважины нужно так, чтобы не допускать посадок инструмента с уменьшением нагрузки на крюке более 60—80 кН. Если падение нагрузки превышает указанные величины, то инструмент необходимо извлечь и ствол скважины проработать.

Ствол скважины следует прорабатывать инструментом без отклоняющих устройств. В виде исключения по согласованию с техническим руководством бурового предприятия и в присутствии бурового мастера допускается проработка ствола компоновкой, включающей отклоняющее устройство, без извлечения инструмента из скважины.

Интервалы затяжек и посадок инструмента следует фиксировать в буровом журнале.

При подъеме отклонителя отвинчивать свечи вращением ротора воспрещается.

При длительной остановке буровой после подъема инструмента вопрос о спуске отклонителя в скважину согласовывается с руководством бурового предприятия.

По окончании спуска отклоняющее устройство устанавливают в заданном направлении.

При проходке искривленного участка режим бурения должен быть таким же, как и при бурении вертикальных скважин в этом же интервале.

В процессе бурения наклонной скважины необходимо учитывать, что фактическая нагрузка на долото может значительно отличаться от фиксируемой индикатором веса и зависит от конфигурации ствола и коэффициента трения.

При бурении искривленного участка необходимо стремиться к тому, чтобы компоновка низа бурильной колонны оставалась неизменной. Она может быть изменена, если фактическая интенсивность искривления настолько отличается от проектной, что возможно превышение максимально допустимой интенсивности искривления, или она значительно меньше проектной, или не обеспечивает выполнения поставленной задачи.

Бурение наклонно прямолинейных участков забойными двигателями и роторным способом следует проводить жесткими компоновками, обеспечивающими стабилизацию зенитного угла и азимута.

Чтобы уменьшить влияние сил трения на передачу нагрузок на долото, рекомендуется добавлять в промывочную жидкость антифрикционные добавки (нефть, графит, СМАД-1 и т. д.).

При бурении со стабилизаторами следует проворачивать инструмент через 3—5 м проходки в зависимости от механической скорости.

В некоторых случаях проходки за рейс могут быть ограничены из-за необходимости проведения инклинометрических исследований в скважине.

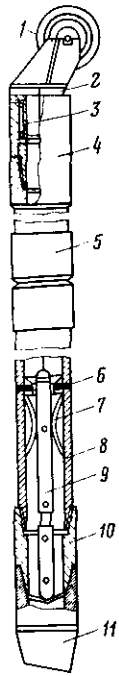
При регулировании азимута скважины нужно принимать во внимание, что изменение азимута скважины зависит от ее зенитного угла; с увеличением зенитного угла темп изменения азимута скважины уменьшается, при больших зенитных углах (15—30° и более) азимут скважины почти не изменяется; при проводке наклонно направленных скважин необходимо стремиться к тому, чтобы работы по принудительному изменению азимута заканчивались при зенитных углах скважины меньше 20°.

Задание направления стволу скважины заключается в установке (ориентировке) отклоняющей компоновки в положение, обеспечивающее искривление скважины в проектном направлении.

Заданию направления стволу скважины предшествуют подготовительные работы. Они включают проверку компоновки низа бурильной колонны, предназначенной для искривления ствола скважины (соответствие геометрических размеров компоновки

Рис. 8.11. Устройство для ориентирования отклоняющей компоновки на забое с помощью инклинометра и переводника с магнитом:

1 — каротажный кабель; *2* — каротажный ролик; *3* — вращающаяся втулка; *4* — переводник; *5* — колонна бурильных труб; *6* — направляющая воронка с магнитными полюсами; *7* — центрирующие пружины; *8* — немагнитная труба; *9* — инклинометр; *10* — замок трубы; *11* — отклоняющая компоновка



проектным; наличие на вогнутой стороне образующей отклоняющей компоновки рисок, указывающих направление действия отклонителя; соответствие направления магнита в магнитном переводнике с плоскостью искривления отклонителя; подготовку бурильных труб, заключающуюся в нанесении меток на замках труб по одной образующей).

Ориентирование отклонителя включает: определение положения плоскости действия отклонителя относительно стран света или апсидальной плоскости; определение угла поворота отклонителя; установку отклонителя в заданном направлении; проверку точности проведенной установки отклонителя.

Определять положение плоскости действия отклонителя относительно стран света или апсидальной плоскости можно различными методами в зависимости от состояния ствола скважины, степени его искривления и глубины спуска отклонителя.

В случае, если ствол скважины в месте установки отклонителя имеет зенитный угол более 3°, как правило, положение отклонителя определяют относительно стран света, применяя один из следующих способов ориентирования:

с помощью «магнитного переводника» (рис. 8.11), устанавливаемого над отклонителем в немагнитных бурильных трубах (трубы из стали марки 1Х18Н9Т или трубы из алюминиевого сплава Д16Т), и геофизического инклинометра ИК или КИТ;

с применением телеметрических систем СТТ и СТЭ.

При зенитном угле менее 3°, а также из вертикального ствола ориентирование отклонителя производится с применением устройства УОО-2, выполненного из диамагнитного материала (труба, в которой устанавливают клин с углом скоса 3°).

При зарезке наклонного ствола из вертикальной скважины глубиной до 250 м для определения положения отклонителя относительно стран света используют метод прослеживания его направления при спуске инструмента. Эту операцию рекомендуется проводить способом прослеживания положения отклонителя с поверхности или способом «меток и крестов».

При использовании способа «меток и крестов» на нижнем замке трубы, навинченной на отклонитель и закрепленной ключом АКБ-3М или машинными ключами, делают крестовую метку точно против риски, нанесенной раньше на поверхности отклонителя.

Угломерным устройством измеряют дугу между меткой, имеющейся на замке бурильной трубы, и вновь нанесенным крестом в направлении от метки к кресту. После спуска бурильной трубы на ее верхнем замке от метки в ту же сторону откладывают замеренную величину дуги и наносят крест.

Навинтив и надежно закрепив ключом АКБ-3М или машинными ключами следующую трубу, на ее нижнем замке точно против креста на нижней трубе ставят крест и измеряют дугу между меткой и вновь нанесенным крестом. Эту величину переносят на верхний замок трубы и снова ставят крест и т. д. Крест на верхнем замке последней трубы укажет направление отклонителя в скважине.

Способ «меток и крестов» может быть применен и при отсутствии инклинометров.

Если ствол скважины в месте установки отклонителя имеет зенитный угол более 5—6°, как правило, положение отклонителя определяют относительно апсидальной плоскости.

Угол поворота отклонителя вычисляется по формуле

$$\beta = \beta' + \gamma \pm \alpha_у, \tag{8.16}$$

где β' — угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя в момент замера, градус; γ — угол опережения, градус; $\alpha_у$ — угол установки отклонителя, градус; знак «плюс» принимается, когда необходимо увеличить азимут искривления, а знак «минус» — уменьшить.

Угол установки отклонителя определяют аналитическим и графическим способами или специальными приборами и с помощью номограмм. Следует заметить, что при бурении скважин забойными двигателями бурильная колонна воспринимает реактивный момент, равный по величине активному моменту, развиваемому на валу забойного двигателя. Под действием реактивного крутящего момента бурильная колонна закручивается на угол, который называется углом закручивания. Так как величина момента зависит от режима работы двигателя, характеристики проходимых пород, нагрузки на долото и т. д., угол закручивания зависит от этих же факторов.

Угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя ориентировочно можно определять расчетным путем с последующим уточнением практическими данными. Этот угол следует уточнять в зависимости от фактического профиля скважины, состояния ствола и типа забойного двигателя.

Угол опережения зависит также от естественных условий искривления. Если естественные условия приводят к искривлению ствола скважины по часовой стрелке, то угол опережения будет меньше угла закручивания бурильных труб, если же против часовой стрелки, то угол опережения будет больше угла закручивания.

Для постоянного контроля за положением наклонного ствола

скважины в пространстве необходимо систематически, по мере проходки ствола, наносить фактические координаты его точек на проектный профиль и план.

Фактические координаты наклонного ствола можно получить *по показаниям инклинометра*.

Если измерения связаны с вызовом инклинометрической партии, то первое измерение при зарезке наклонного ствола нужно проводить после бурения интервала, на протяжении которого зенитный угол возрастает до 5—6°, так как при меньших зенитных углах данные об измерениях азимута инклинометром не достоверны и по ним нельзя принимать каких-либо решений о необходимости изменения азимута ствола.

Если в результате первого измерения наклонного ствола нет необходимости изменять азимут, то последующие измерения проводят через интервалы, в которых рост зенитного угла составлял не менее 6—8°. При этом по возможности не следует искусственно ограничивать проходку за рейс.

При работах по изменению азимута зенитный угол и азимут следует измерять инклинометром после каждого рейса до тех пор, пока ствол не будет выведен на нужное направление.

При бурении прямолинейного наклонного участка ствола с применением стабилизирующих устройств интервалы между измерениями следует назначать в зависимости от геологических условий района. Если геологические условия таковы, что азимут наклонного ствола резко не меняется в зависимости от проходимых пород, измерения можно проводить через 100—500 м проходки. Если же естественные условия искривления способствуют резкому изменению азимута, то интервалы между измерениями должны быть сокращены, а при весьма неблагоприятных условиях следует ограничить величину рейса.

Интервалы между измерениями при бурении участков, на которых предусматривается уменьшение зенитного угла, следует принимать в зависимости от запроектированного темпа уменьшения зенитного угла и азимута ствола. При использовании естественного падения кривизны и при относительной неизменности азимута целесообразно интервалы между измерениями принимать такими, чтобы на их протяжении падение зенитного угла составляло 2—4°. Во всех других случаях эти интервалы следует уменьшать.

Интервал между точками, в которых производят отсчеты при одном измерении, следует принимать таким, чтобы зенитный угол на его протяжении изменялся примерно на 15—30°, а при проходке со стабилизацией зенитного угла этот интервал должен быть не более 20—25 м. Для лучшей увязки и взаимопроверки последовательных измерений проводят так называемое «перекрытие» точек предыдущего измерения при каждом последующем измерении. Обычно перекрывают три — пять точек.

При осуществлении измерений силами буровой бригады измерять зенитный угол и азимут бурящейся скважины у ее забоя следует через интервалы, кратные длине бурильной трубы.

В зависимости от условий бурения эти измерения могут быть проведены при каждом наращивании бурильной колонны (через 12 м) или через одно наращивание (через 25 м). Через 12 м обычно измеряют тогда, когда применена компоновка, при которой зенитный угол набирается с большей интенсивностью, или изменяют азимут. При бурении с компоновкой, обеспечивающей набор зенитного угла с небольшой интенсивностью в одном азимуте, и при отсутствии причин, которые могут вызвать его изменение на сравнительно малом интервале, измерения можно проводить через 25 м.

Если проходка на одно долото меньше 25 м, то забойные параметры измеряют перед каждым подъемом инструмента. При интервале проходки между измерениями не более 12 м можно построить оперативную инклинограмму скважины. Большой интервал затрудняет построение инклинограммы, точность ее будет недостаточно высокой и в этом случае результаты измерений имеют ориентировочное значение. Они позволяют судить о возможности дальнейшего бурения или необходимости детальных измерений силами инклинометрической партии.

При проведении оперативного контроля забойных параметров бурящейся наклонно направленной скважины силами буровой бригады могут быть значительно увеличены интервалы между контрольными измерениями, проведенными силами специальной инклинометрической партии. Они могут быть доведены до нескольких сот метров, при этом интервалы между отдельными измерениями должны быть 25—50 м.

При оперативном контроле силами буровой бригады очень важно точно измерять глубину скважины, так как только при таком условии результаты могут быть хорошо сопоставлены с данными контрольных измерений.

Глубину скважины измеряют по буровому инструменту и контролируют замером по каротажному кабелю.

Длину каждой бурильной трубы дважды измеряют на мостках с точностью до 1 см стальной лентой или стальной рулеткой, имеющей длину не менее 20 м. За длину трубы принимают среднее из двух измерений. Результаты замеров заносят в буровой журнал и таблицу, составленную по следующей форме:

Номер свечи	Длина бурильной трубы, м	Общая длина инструмента, м

Такие таблицы вывешивают на буровой и в культбудке. Глубина скважины в каждый момент определяется суммой длин долота, турбобура, отклонителя, свечей, спущенных в скважину, одиночной бурильной трубы, если она находится в скважине, части квадрата, находящейся ниже уровня стола ротора.

Контрольный замер глубины проводят при инклинометрических замерах как по кабелю, так и по счетчику. Расхождение между замерами по буровому инструменту и счетчику, показания которого, в свою очередь, контролируются по прохождению меток на кабеле через точку отсчета глубин, не должно превышать 0,1 %.

Имея данные по искривлению (зенитный угол, азимут и глубину наклонного ствола), можно приступить к построению фактического профиля и плана.

При бурении скважин по любому профилю, как правило, фактическое положение ствола отличается от проектного. Допустимые отклонения стволов от проекта следует рассматривать с точки зрения разведки и разработки месторождений, а также бурения и эксплуатации скважин.

При разведке и разработке месторождений наклонно направленные скважины должны вскрыть продуктивный пласт в определенной точке, но при этом можно допустить некоторое отклонение забоя, которое должно учитываться при сооружении таких скважин.

Для нормальных условий бурения и эксплуатации наклонно направленных скважин, кроме допуска по интенсивности искривления ствола, необходимо учитывать допуск по суммарному углу, под которым понимается сумма углов искривления, имевших место при бурении скважин.

Таблица 8.2. Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта

Геологические области	Опорные и поисковые скважины	Разведочные скважины (предварительная разведка)	Эксплуатационные скважины глубиной, м							
			<2000		2000—2500		2500—3000		>3000	
			$S>200$	$S\leqslant200$	$S>200$	$S\leqslant200$	$S>200$	$S\leqslant200$	$S>200$	$S\leqslant200$
Платформенные	10 % S ($\leqslant5$ % L) 5 % L	10 % S ($\leqslant5$ % L) 10 % S ($\geqslant20$ м)	10 % S		12 % S		15 % S		20 % S	
Складчатые			10 % S	15 % S ($\geqslant20$ м)	12 % S	20 % S ($\geqslant30$ м)	15 % S	25 % S ($\geqslant40$ м)	20 % S	30 % S ($\geqslant50$ м)

Примечание. L — проектная глубина скважины, м; S — минимальное расстояние между скважинами, м.

В табл. 8.2 приведены допустимые отклонения забоев скважин от проекта.

При разведке и разработке крутопадающих пластов, когда требуется составление карт, приведенных к плоскости пласта (наклонные карты), допустимые смещения забоев должны рассматриваться в плоскости пласта.

При разбуривании месторождения, на котором применяется сетка разработки с последующим сгущением, допустимые отклонения забоев скважин от проектного следует определять последовательно, по мере сгущения сетки.

При бурении вертикальных скважин (опорных, разведочных и эксплуатационных) в породах, сильно влияющих на их искривление, допуски могут увеличиваться по согласованию с геологической службой.

При бурении скважин особого назначения, например приконтурных, приграничных и других, допуски должны быть более жесткими, чтобы обеспечить более полное извлечение нефти.

При бурении наклонных скважин необходимо знать дополнительные требования, предъявляемые к проводке наклонно направленных скважин при кустовом бурении. Кустовое бурение — это сооружение скважин, в основном наклонно направленных, устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга с общей ограниченной площадки (основания), на которой размещаются буровые установки и устьевое оборудование.

После окончания монтажа станка маркшейдерская служба определяет координаты устьев, уточняет проектные азимуты и отклонения забоев скважин и выдает геологическому отделу бурового предприятия.

Очередность бурения скважин в кусте при расположении скважин в одну линию выбирают в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения станка до проектного направления на скважину по ходу часовой стрелки.

Пересечение плоскостей искривления стволов скважин, расположенных в различных кустах, не допускается.

В проекте кроме обычных данных должна быть отражена последовательность бурения скважин.

Скважины проводят по программам, составленным с учетом горизонтальных проекций и профилей ранее пробуренных скважин. Запрещается начинать бурение новой скважины, если по предыдущей скважине отсутствуют данные о геометрических параметрах ствола.

При строительстве скважин куста по результатам отклонения ранее пробуренных скважин от проектного положения необходима соответствующая корректировка проектов на бурение последующих скважин.

Расстояние по вертикали между точками зарезки двух соседних скважин должно быть не менее 30 м, если разница в азиму-

тах забуривания менее 10°; 20 м, если разница составляет 10—20°; 10 м, если азимуты отличаются более чем на 20°.

Глубину зарезки наклонного ствола выбирают в зависимости от величины азимута скважины по отношению к направлению движения станка.

При бурении скважин одного куста следует применять отклонители с одинаковой интенсивностью искривления ствола скважины.

Первый замер после зарезки осуществляют через 25 м, а в дальнейшем через каждые 50 м. После проведения инклинометрических замеров горизонтальную проекцию ствола наносят на план куста в масштабе 1 : 2000, находящийся на буровой. После получения официальных данных инклинометрии план уточняют. Уточненную горизонтальную проекцию ствола в технологическом отделе наносят на план куста в масштабе 1 : 1000 или 1 : 2000. При сближении стволов необходимо делать промежуточные замеры кривизны: при бурении с отклонителем — через 25 м, на прямолинейном участке — через 200—300 м.

Зона вокруг ствола скважины менее 1,5 м считается опасной с точки зрения встречи стволов. Если в процессе бурения выявляется, что возможно соприкосновение опасных зон двух скважин, то бурение продолжают с соблюдением мер, исключающих повреждение обсадной колонны, или корректируют геометрические параметры ствола скважины.

Если на плане горизонтальные проекции стволов пересекаются, необходимо определить вертикальные глубины, соответствующие точке пересечения по каждой скважине, и указать их на плане.

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 профилеметрии 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 (рис. 9.1):

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 — служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает поверхности и размещается внутри расположенной выше об-

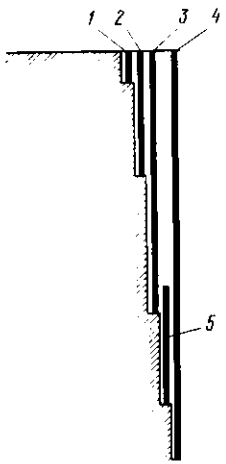


Рис. 9.1. Назначение обсадных колонн и их расположение в стволе скважины

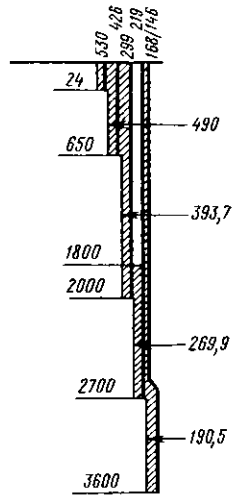


Рис. 9.2. Схема конструкции скважины

садной 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 съемной 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.

В проектно-технической документации существует определенный порядок представления конструкции скважины на схеме (рис. 9.2).

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.

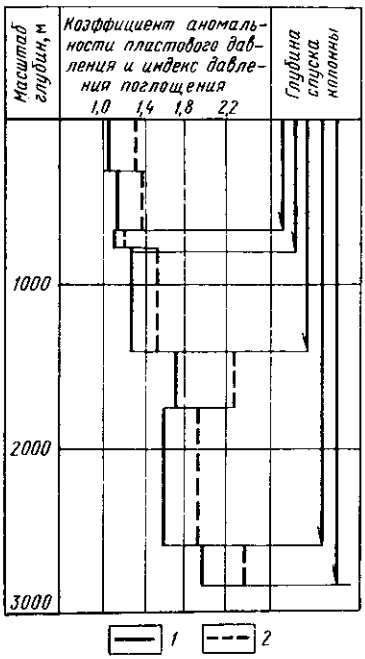


Рис. 9.3. График изменения $k_а$ и $k_п$ для обоснования конструкций скважины:
1 — $k_а$; *2* — $k_п$

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 $k_а$ и индекса давления поглощения $k_п$ с глубиной и на нем выделяют интервалы, которые можно проходить с использованием раствора одной плотности (рис. 9.3).

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 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.

Диаметры рассчитывают в следующем порядке: по наружному диаметру эксплуатационной колонны по ГОСТ 632—80 находят диаметр соединительной муфты $D_{\text{м I}}$; подсчитывают диаметр долота для бурения под эксплуатационную (первую снизу) колонну

$$D_{\text{д I}} = D_{\text{м I}} + 2\delta, \tag{9.1}$$

где δ — зазор между стенкой скважины и муфтой; он зависит от диаметра обсадной колонны и величины ее выхода из-под предыдущей колонны.

Рекомендуемые зазоры между стенкой скважины и муфтой обсадной колонны

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	114, 127	140, 146	168—194	219, 245	273, 299	324—351	377, 426
Зазор, мм	10	15	20	25	30	35	45

Диаметр долота $D_{\text{д I}}$ уточняют в соответствии с нормализованными размерами по ГОСТ 20692—75 и находят $D_{\text{д I н}}$.

Внутренний диаметр последующей обсадной колонны

$$d_{\text{II}} = D_{\text{д I н}} + 2\Delta, \tag{9.2}$$

где Δ — радиальный зазор между обсадной трубой и долотом; $\Delta = 5 \div 10$ мм.

По расчетному значению внутреннего диаметра в соответствии с размерами, указанными в ГОСТ 632—80, 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. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В процессе спуска в ствол скважины, цементирования и прочих работ в скважине (бурение нижерасположенного интервала, вызов притока, добыча нефти или газа и т. д.) обсадная колонна испытывает различные по величине и характеру нагрузки. Среди них можно выделить: продольные усилия растяжения от собственного веса; дополнительные продольные динамические нагрузки, возникающие в связи с изменением скорости спуска; осевые нагрузки от трения обсадной колонны о стенки скважины при ее спуске;

продольные нагрузки сжатия в нижней части колонны от собственного веса при разгрузке ее на забой или под действием окружающих пород при их осадке по мере выработки продуктивного пласта; продольные нагрузки в колонне при бурении и эксплуатации вследствие продольных деформаций под воздействием изменения температурного режима; наружное давление на колонну со стороны массива горных пород и жидкости, заполняющей затрубное пространство; нагрузки в колонне от ее изгиба при спуске в искривленный ствол; внутреннее давление при цементировании колонны, проверке ее герметичности, регулировании притока и т. д.

Сочетание различных нагрузок приводит к возникновению сложного напряженного состояния в материале обсадных труб. Если результирующее напряжение превосходит предел пластичности, то в трубе появляются необратимые деформации, которые в итоге приводят к разрушению обсадной колонны.

Так как невозможно учесть все многообразие нагрузок, воздействующих на обсадную колонну в стволе скважины, на основании экспериментальных исследований и практического опыта выделены три наиболее опасные нагрузки: нагрузка растяжения от собственного веса подвешенной в стволе скважины обсадной колонны, наружное избыточное давление (сминающая нагрузка), внутреннее избыточное давление.

Рассмотрим каждую из указанных нагрузок отдельно.

Нагрузка растяжения возникает под воздействием собственного веса обсадной колонны, возрастает по мере увеличения глубины спуска колонны и достигает максимального значения в верхнем сечении, когда вся обсадная колонна спущена в ствол скважины. В качестве расчетной нагрузки для любого сечения рассматривается вес труб, расположенных ниже этого сечения. Разгрузка колонны от действия выталкивающих сил не учитывается.

Внешнее давление. Источником внешнего давления на обсадную колонну могут быть гидростатическое давление промывочной жидкости, которая остается в затрубном пространстве в незацементированной части; гидростатическое давление столба цементного раствора, прокачанного за колонну, до его полного схватывания; давление пластовых жидкостей (пластовое давление) в интервалах проницаемых пород; боковое давление горных пород, склонных к пластическому течению и вспучиванию.

В незацементированной части обсадной колонны за внешнее (наружное) $p_н$ принимается статическое давление столба промывочной жидкости, остающейся над цементом в затрубном пространстве:

$$p_н = \rho_ж g z, \tag{9.3}$$

где $\rho_ж$ — плотность промывочной жидкости, кг/м^3; z — координата рассматриваемого сечения от поверхности, м.

К определению внешнего давления на обсадную колонну в зацементированной части существуют различные подходы. Одни специалисты (Е. М. Соловьев) предлагают его рассчитывать по статическому давлению воды, на которой приготовлялся цементный раствор. По действующей инструкции внешнее давление на обсадную колонну рассчитывают по суммарному статическому давлению столба промывочной жидкости над цементом и давлению столба самого цементного раствора:

$$p_{н} = [\rho_{ж} h + \rho_{цр} (z - h)] g, \tag{9.4}$$

где h — высота столба промывочной жидкости над цементом в затрубном пространстве, м; $\rho_{цр}$ — плотность цементного раствора, кг/м^3.

Снижение внешнего давления на колонну после твердения цементного раствора рекомендуется учитывать введением коэффициента разгрузки k:

$$p_{н} = [\rho_{ж} h + \rho_{цр} (z - h)] g (1 - k). \tag{9.5}$$

На зацементированном участке против зоны проницаемых пород за внешнее давление принимается пластовое, если оно превышает рассчитанное значение по приведенной выше формуле (9.5):

$$p_{н} = p_{пл} = k_{а} \rho_{в} g z. \tag{9.6}$$

Так как в процессе бурения пластовое давление уравновешивается с некоторым избытком гидростатическим давлением, на первых порах пластовое давление можно определять по гидростатическому давлению промывочной жидкости.

В интервале залегания пластичных, склонных к течению горных пород за внешнее давление принимается полное горное давление:

$$p_{н} = \rho_{гп} g z, \tag{9.7}$$

где $\rho_{гп}$ — средняя плотность горных пород.

Так как внутри обсадной колонны на разных этапах работ существует различное давление, то действующее внешнее избыточное давление будет определяться как разность между наружным и внутренним давлениями:

$$p_{низб} = p_{н} - p_{в}, \tag{9.8}$$

где $p_{в}$ — внутреннее давление.

За расчетное следует принимать внешнее избыточное давление при наиболее неблагоприятном сочетании наружного и внутреннего давлений.

Действующей инструкцией определяется порядок расчета минимального внутреннего давления. В эксплуатационных газовых скважинах при определении внешнего избыточного давления внутреннее давление подсчитывают по наименьшему устьевому и забойному давлениям на поздней стадии разработки месторождения. В нефтяных скважинах внутреннее давление вычисляют с учетом снижения уровня жидкости в стволе на последней стадии эксплуатации.

Внутреннее давление. Высокое внутреннее давление возникает в обсадной колонне при нагнетании под давлением в скважину (продавка цементного раствора в затрубное пространство, гидроразрыв пластов и т. д.) и притоке пластового флюида из горизонтов с АВПД. Оно особенно опасно в газовых скважинах при эксплуатации месторождений с высоким пластовым давлением. С точки зрения действия избыточного внутреннего давления наиболее нагруженным оказывается верхнее (устьевое) сечение обсадной колонны. Внутреннее давление имеет максимальное значение в период ввода скважины в действие.

Для этого этапа внутреннее давление вычисляют по следующим формулам:

в нефтяной скважине

$$p_{вz} = p_{пл} - \rho g (H - z), \tag{9.9}$$

где ρ — плотность жидкости в колонне;

в газовой скважине

$$p_{вz} = p_{пл} e^{-s}, \tag{9.10}$$

$$s = \frac{0{,}03415\bar{\rho}(H - z)}{mT_{ср}};$$

где $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа по воздуху; H — расстояние от поверхности до середины газовой залежи, м; m — коэффициент сверхсжимаемости газа; $T_{ср}$ — средняя абсолютная температура по стволу скважины, К.

Внутреннее давление в газовой скважине принимается постоянным по стволу и равным пластовому, если оно не превышает 10 МПа при глубине скважины не свыше 1000 м или если при любой глубине скважины оно не свыше 4 МПа.

При испытании обсадных колонн на устье в колонне создается давление, на 10 %, превышающее его максимальное ожидаемое значение. В этом случае распределение внутреннего давления определяется из выражения

$$p'_{вz} = 1{,}1 p_у + \rho_{оп} g z, \tag{9.11}$$

где $\rho_{оп}$ — плотность жидкости, используемой при опрессовке колонны.

За расчетное избыточное внутреннее давление принимается разность

$$p_{\text{в изб } z} = p'_{\text{в}z} - p_{\text{н}z}. \qquad (9.12)$$

Для облегчения расчетов распределение избыточных наружного и внутреннего давлений изображается графически на эпюрах давлений.

9.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Обсадную колонну составляют из обсадных труб, изготовляемых в широком ассортименте в соответствии с ГОСТ 632—80. Он определяет номинальные размеры (наружный диаметр) обсадных труб, их ассортимент по толщинам стенок, механические характеристики сталей для изготовления труб, допуски в отклонении размеров от номинальных, конструкции резьбовых соединений и маркировку труб. В нашей стране по ГОСТ 632—80 выпускаются бесшовные цельнокатаные обсадные трубы. Их номинальным размером является наружный диаметр, ГОСТом предусмотрено 18 размеров от 114 до 508 мм.

Трубы каждого размера изготовляют с несколькими толщинами стенок. Например, трубы диаметром 146 мм могут иметь толщину от 6,5 до 10,7 мм (6,5; 7; 7,7; 8,5; 9,5 и 10,7 мм). При этом наружный диаметр обсадных труб остается постоянным и варьирование толщиной стенки трубы достигается изменением ее внутреннего диаметра.

Для изготовления труб используют углеродистые и легированные стали с различными механическими характеристиками (табл. 9.1).

Обсадные трубы обычно соединяются между собой с помощью муфт на резьбе. На каждом конце обсадной трубы в соответствии с ГОСТ 632—80 нарезают конусную треугольную резьбу с углом при вершине 60° или трапецеидальную резьбу; конусность 1 : 16.

По длине резьбы различают соединения с нормальной и удлиненной резьбой. С удлиненной резьбой выпускают трубы номинального диаметра от 114 до 245 мм. Соединение с удлиненной резьбой обладает более высокой прочностью по сравнению с нормальной. Муфты изготовляют из стали той же группы прочности, что и трубы; для труб диаметром свыше 245 мм они могут изготовляться из стали ближайшей группы с пониженными механическими свойствами.

Нарезка треугольной резьбы на концах трубы приводит к ее ослаблению. Снижение прочности трубы на растяжение составляет 30—45 % от ее прочности на участке без резьбы. Кроме того, по виткам резьбового соединения образуется непрерывный канал, который оказывает влияние на герметичность резьбового соединения.

Таблица 9.1. Механические характеристики сталей для изготовления обсадных труб

Характеристика	Группа прочности						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление на растяжение, МПа	540	635	685	735	785	880	1080
Предел текучести, МПа	310	370	490	540	635	735	930
Относительное удлинение образца, %, при:							
$l = 5d$*	18	16	12	12	12	12	12
$l = 10d$	14	12	10	10	10	10	10

* l, d — длина и диаметр образца.

Для повышения прочности резьбового соединения разработана и применяется конусная трапецеидальная резьба. Ее используют в муфтовых трубах (рис. 9.4), выпускаемых под шифром ОТТМ1 (*а*), ОТТГ1 (*б*) и в безмуфтовых трубах типа ТБО-4 (*в*) и ТБО-5 (*г*). Различие в конструкции соединений труб ОТТМ1 и ОТТГ1 состоит в том, что концы труб второго типа имеют уплотнительный поясок, который входит в плотный контакт с внутренней поверхностью муфты и тем самым обеспечивает повышение герметичности. Трапецеидальная резьба позволила повысить прочность соединения на 25—50 %, по сравнению с соединениями с треугольной резьбой.

Безмуфтовые трубы ТБО-4 и ТБО-5 отличаются тем, что соединяются непосредственным свинчиванием трубы с трубой, а концы труб в месте нарезки резьбы высаживаются: у труб типа ТБО-4 — оба конца, у труб типа ТБО-5 — только один конец, предназначенный для внутренней резьбы. Резьбовое соединение у труб ТБО имеет торцовые контактные поверхности, которые служат для обеспечения герметичности обсадной колонны.

Выпускаются также безмуфтовые трубы ОГ-1м размером от 114 до 273 мм, у которых трапецеидальная резьба нарезается на концах без высадки. Торцы труб в резьбовом соединении имеют упорные поверхности. Прочность на растяжение труб типа ОГ-1м в месте соединения составляет всего 50 %, от прочности в гладком теле. В связи с этим их можно использовать для комплектования потайных колонн или устанавливать в нижней части обсадной колонны.

В практике структурно-поискового бурения используют также ниппельные обсадные трубы геологоразведочного стандарта диаметром 73, 89, 108, 127 и 146 мм, а также насосно-компрессорные трубы диаметром 89, 102 и 114 мм (ГОСТ 633—80).

Непрерывный рост глубин скважин ужесточает условия экс-

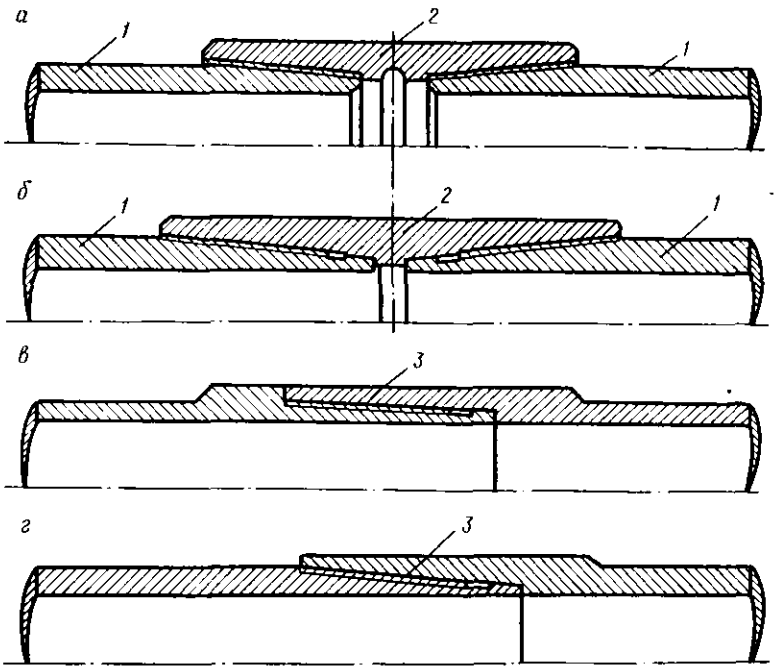


Рис. 9.4. Новые конструкции резьбовых соединений обсадных труб:
1 — обсадная труба; *2* — муфта; *3* — безмуфтовое соединение

плуатации обсадных колонн. В глубоких скважинах они оказываются под действием значительных гидравлических давлений и высоких температур окружающей среды. В связи с этим возрастают требования к обсадным колоннам с точки зрения их прочности и герметичности. Эти требования определяют две основные задачи в усовершенствовании обсадных колонн: повышение прочности резьбовых соединений, повышение герметичности соединений обсадных труб.

Механическая прочность обсадных труб по телу и в резьбовом соединении характеризуется страгивающей нагрузкой, критическим давлением смятия, критическим сопротивлением трубы внутреннему давлению.

Страгивающая нагрузка. Под страгивающей нагрузкой понимается такая осевая нагрузка растяжения, при которой напряжения в теле трубы по первому витку резьбы, находящемуся в зацеплении с муфтой, достигают предела текучести.

Превышение страгивающей нагрузки вызывает появление необратимой деформации, которая приводит к тому, что первый виток резьбы трубы выходит из зацепления с муфтой. При этом нагрузка растяжения перераспределяется на сечение против следующего

витка резьбы, находящегося в сцеплении с муфтой, где толщина стенки трубы еще меньше, напряжения растяжения растут. В конечном счете происходит полное расстройство резьбового соединения — труба вырывается из муфты.

Страгивающую нагрузку для труб с треугольной резьбой рассчитывают по формуле Яковлева—Шумилова

$$Q_{стр} = \frac{\pi D b \sigma_т}{1 + \eta \frac{D}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \tag{9.13}$$

где D — средний диаметр резьбы в плоскости первого полного витка; b — толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы; $\sigma_т$ — предел текучести материала трубы; η — коэффициент разгрузки, $\eta = b/(b+\delta)$, δ — толщина трубы; l — длина резьбовой части трубы по полным виткам; α — угол наклона опорной плоскости витка к оси трубы, $\alpha = 60°$; φ — угол трения.

Страгивающую нагрузку для труб с трапецеидальной резьбой оценивают по усилию растяжения, при котором в наиболее нагруженном сечении трубы напряжения достигают предела прочности. Она может быть определена по формуле

$$Q_{стр} = \pi (d + \delta_1) \delta_1 \sigma_т, \tag{9.14}$$

где d — внутренний диаметр трубы против участка нарезки резьбы; δ_1 — толщина стенки трубы в опасном сечении; $\sigma_т$ — временное сопротивление материала трубы на растяжение.

Имеются формулы для вычисления осевой нагрузки, предельной с точки зрения полного расстройства резьбового соединения. Она определяется с учетом натяга в резьбе.

Критическое давление. Под критическим давлением понимается такое внешнее всестороннее избыточное давление на трубу, которое в наиболее опасной точке ее сечения вызывает появление напряжения, равного пределу текучести материала трубы. Превышение критического давления вызывает появление необратимых деформаций. С дальнейшим увеличением давления зона пластических деформаций развивается и труба утрачивает свою первоначальную форму — происходит ее смятие.

Критическое давление рассчитывают по формуле, выведенной Г. М. Саркисовым:

$$p_{кр} = 1{,}1 k_{min} \left\{ \sigma_т + E k_0^2 k_д \left(1 + \frac{3e}{2 k_д^3 k_{min}} \right) - \right.$$
$$\left. - \sqrt{\left[\sigma_т + E k_0^2 k_д \left(1 + \frac{3e}{2 k_д^3 k_{min}} \right) \right]^2 - 4 E k_0^2 k_д \sigma_т} \right\}, \tag{9.15}$$

$k_{min} = \delta_{min}/d_н$; $k_0 = \delta_0/d_н$;

$k_д = \delta_0/\delta_{min}$;

где e — овальность трубы; $\sigma_т$ — предел текучести материала трубы; δ_{min} — минимальная толщина стенки в пределах допуска; δ_0 — средняя толщина стенки трубы; $d_н$ — номинальный диаметр трубы.

Иногда в справочной литературе вместо критического приводится сминающее давление. Достаточно четкого определения сминающего давления нет. Под сминающим давлением можно понимать такое внешнее всестороннее избыточное давление, при котором развитие необратимых деформаций в теле трубы проявляется в изменении ее наружной формы (начало смятия).

Для вычисления сминающего давления в предыдущую формулу Г. М. Саркисовым внесены некоторые изменения:

$$p_{кр} = 1{,}1k_{min}\left\{\sigma_т + Ek_0^2k_д\left(1 + \frac{3e}{4k_д^3k_{min}}\right) - \right.$$

$$\left. - \sqrt{\left[\sigma_т + Ek_0^2k_д\left(1 + \frac{3e}{4k_д^3k_{min}}\right)\right]^2 - 4Ek_0^2k_д\sigma_т}\right\}. \qquad (9.16)$$

Критическое сопротивление трубы внутреннему давлению. Под этим сопротивлением понимается такое внутреннее избыточное давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести. Под воздействием внутреннего давления, превышающего критическое значение, развивается деформация в теле трубы, которая завершается разрывом труб.

Критическое давление рассчитывают по формуле

$$p_{кр} = \frac{\left(d_н^2 - d^2\right)\sigma_т}{2d_н^2}. \qquad (9.17)$$

Если толщина стенки трубы мала по сравнению с ее диаметром, формула приводится к виду

$$p_{кр} = \frac{2\delta\sigma_т}{d_н}. \qquad (9.18)$$

Формула (9.18) известна как формула Барлоу.

9.5. ПОНЯТИЕ О РАСЧЕТЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Конструкцию каждой колонны обсадных труб разрабатывают на основании технического расчета с использованием имеющегося практического опыта. Обсадная колонна должна удовлетворять двум основным требованиям: быть достаточно надежной в конкретных условиях, чтобы обеспечить достижение проектной глубины, выполнение поставленной задачи и сохранность скважины в течение всего периода проведения в ней предусмотренных работ или ее использования в системе разработки месторождения;

Таблица 9.2. Рекомендуемые коэффициенты запаса прочности при расчете обсадной колонны

Расчетная нагрузка	Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Длина колонны, м	Рекомендуемый коэффициент запаса
Страгивающая	114—168	≤3000	1,15
		>3000	1,30
	178—219	≤1500	1,30
		>1500	1,45
	273—324	≤1500	1,45
		>1500	1,60
	>324	≤1500	1,60
		>1500	1,75
Сминающая:			
в зоне коллектора	—	—	1,0—1,3
в остальной части	—	—	1,0
Разрывающая от внутреннего давления	114—219	—	1,15
	>219	—	1,52

стоимость обсадной колонны должна быть наименьшей из возможных для данных конкретных условий.

Приведенные требования противоречат друг другу. Наилучшее решение вырабатывается на основе проектного расчета и анализа фактических данных.

Как всякую инженерную конструкцию, обсадную колонну для глубокой скважины рассчитывают по следующим исходным данным: распределению основных нагрузок по колонне на наиболее ответственных этапах работ в скважине; предельным нагрузкам, которые обсадные трубы могут выдерживать без нарушения целостности и без появления пластических деформаций; принятым значениям коэффициентов запаса прочности (табл. 9.2).

Учитывая различные условия нагружения, обсадную колонну, как правило, составляют из нескольких секций обсадных труб. Каждую секцию комплектуют из обсадных труб одного типоразмера как по толщине стенки, так и по механическим свойствам материала.

Рассчитать обсадную колонну — это значит на основании расчетов спроектировать такую многосекционную конструкцию обсадной колонны, которая наилучшим образом соответствовала бы условиям ее нагружения в скважине. Иными словами, по расчету подбирают обсадные трубы для комплектования секций и определяют их протяженность.

Обсадную колонну рассчитывают на основе таких исходных данных, как: длина и диаметр обсадной колонны; высота подъема цемента в затрубном пространстве; характеристика пластов

в интервале, закрепляемом рассматриваемой обсадной колонной (пластовые давления, устойчивость горных пород в стенках скважины, склонность горных пород к пластическому деформированию и т. п.); плотность промывочной жидкости в стволе скважины при спуске обсадной колонны; плотность жидкости внутри колонны в период испытания, освоения и эксплуатации скважины, т. е. в периоды проведения предусмотренных работ, и возможное снижение ее уровня. При расчете кондуктора и промежуточных колонн необходимо учитывать износ их стенок при работе бурильной колонны внутри обсадной.

На практике возможный износ обсадных труб учитывается увеличением толщины их стенки по сравнению с расчетной.

9.6. 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 же в башмачное кольцо снизу вводят направляющую пробку. Она имеет конусообразную или сферическую форму и изготовляется из легко разбуриваемого 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 (см. раздел «Цементирование обсадных колонн»). Кольцо изготовляют из серого чугуна, иногда применяют упорные кольца, изготовленные из цемента.

Заливочной муфтой обсадная колонна оснащается в том случае, если предусматривается ступенчатое цементирование (см. раздел «Цементирование обсадных колонн»). 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 «Краснодарнефтегаз», «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 ра-

бочей 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 поясок 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 *2*, концы которых закреплены на кольцах-обоймах *1* (рис. 9.5). По конструкции колец центраторы подразделяют на разъемные (ЦПР конструкции ВНИИБТ, ЦЦ конструкции ВНИИКРнефти) и неразъемные (ФП конструкции ГрозНИИ).

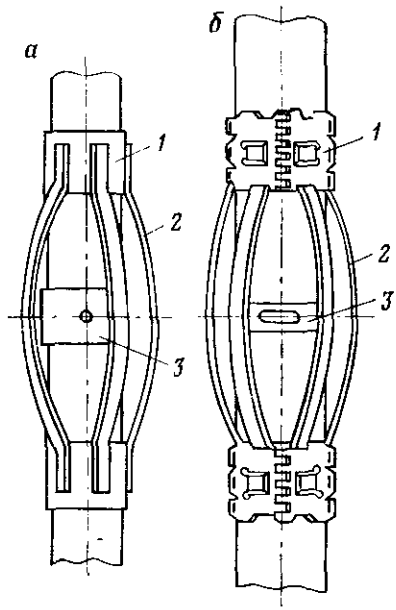


Рис. 9.5. Центраторы обсадной колонны:

а — неразъемный типа ФП; *б* — разъемный типа ЦПР

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 *3*, которое располагается между кольцами-обоймами.

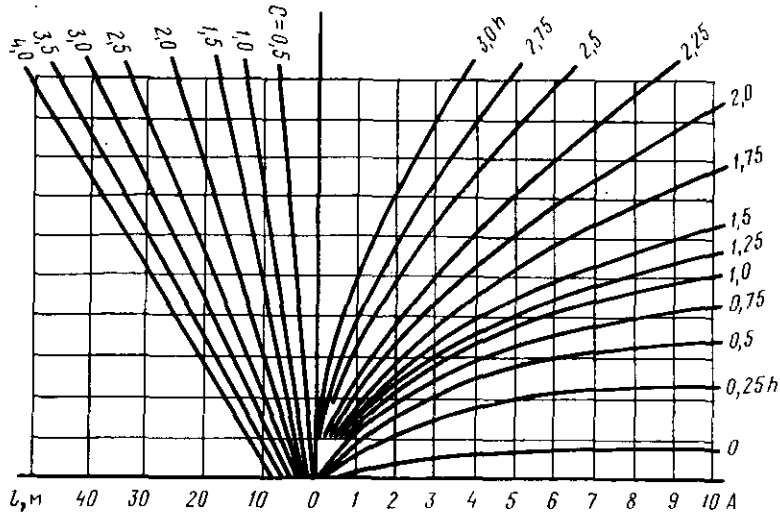


Рис. 9.6. Номограмма для определения расстояния между центраторами

Эффект центрирования зависит от правильности выбора интервала установки центраторов по стволу и расстояния между центраторами 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 или определено по номограмме, представленной на рис. 9.6.

Для пользования номограммой необходимо рассчитать два параметра:

$$A = \frac{q_{ср} h^2 (D_c - D) \cos^2 \alpha}{8EI \sin \alpha}; \qquad (9.19)$$

$$C = \sqrt{\frac{EI}{q_{ср} h \cos \alpha}}, \qquad (9.20)$$

где $q_{ср}$ — средний вес 1 м трубы колонны в воздухе, Н/м; h — расстояние от нижнего конца колонны до нейтрального сечения, м; D_c и D — номинальный диаметр скважины и наружный диаметр обсадной колонны, м; α — зенитный угол, градус; EI — средняя жесткость обсадной колонны, Н · м².

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.

9.7. 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.

Трубы испытывают опрессовкой внутренним давлением. Его величина рассчитывается по следующей формуле:

$$p = \frac{200\delta[\sigma]}{D}, \qquad (9.21)$$

где D — наружный диаметр трубы, мм; δ — толщина стенки трубы, мм; $[\sigma]$ — допустимое напряжение в теле трубы на разрыв, МПа.

При $D \leqslant 219$ мм $[\sigma]=0{,}8\sigma_т$, при $D>219$ мм $[\sigma]=0{,}6\sigma_т$.

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, подвергают 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, определенных по формуле (9.21). Трубу выдерживают под максимальным давлением не менее 10 с и слегка обстукивают ее поверхность вблизи муфты. Труба признается годной, если не обнаруживается никаких следов проникания 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 талевой системы, в случае необходимости осуществляют переоснастку талевой 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	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 цементировочного 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.

10. РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

10.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Разобщение пластов при существующей технологии крепления скважин — завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины. Под разобщением 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 разобщению 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 обусловливаются 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; заякоривание 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 и 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 цементируемой 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 (многоцикловым). 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 тампонированием нижней части обсадной колонны глиной. Тампонирование выполняется по более простой технологии, чем цементирование, и обеспечивает лишь временную и довольно слабую изоляцию.

Тампонирование 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 тампонирования глиной состоит в том, что после завершения всех работ в скважине обсадная колонна может быть освобождена и извлечена для последующего использования.

10.2. 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 цементируемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащенности 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 цементируемого 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 способ. Он 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.

Исследованиями установлено, что наиболее полное замещение промывочной жидкости происходит при турбулентном режиме (98 %), худшие показатели (42 %) дает структурный 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 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 промежуток времени, необходимый для формирования в затрубном пространстве цементного камня с достаточной прочностью, позволяющей возобновить работы в скважине.

Цементирование обсадной колонны можно представить как цепочку ряда процессов и операций, таких, как: подготовка ствола скважины к цементированию; цементирование затрубного пространства (приготовление и закачка тампонажного раствора в скважину, продавливание цементного раствора в затрубное пространство); ожидание затвердения цемента (ОЗЦ): при цементировании кондуктора ОЗЦ обычно длится 5—8 ч, при цементировании промежуточных колонн — 12—24 ч; проведение контрольных замеров для определения качества цементирования, испытание обсадной колонны на герметичность, разбуривание цементного стакана в колонне, проверка герметичности изоляции затрубного пространства.

Рассмотрим наиболее распространенные способы цементирования.

Одноцикловое цементирование с двумя пробками

Способ одноциклового цементирования с двумя пробками (рис. 10.1) был предложен в 1905 г. бакинским инж. 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

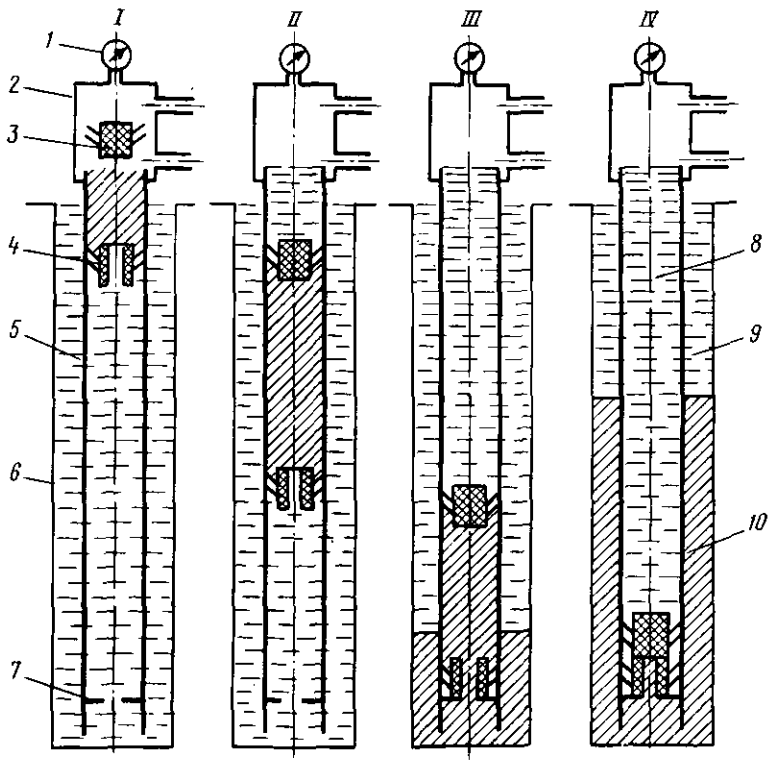


Рис. 10.1. Схема этапов выполнения одноциклового цементирования обсадной колонны:

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* — продавочная жидкость; *9* — буровой раствор; *10* — цементный раствор

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^3 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 цементирования в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту (рис. 10.2).

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

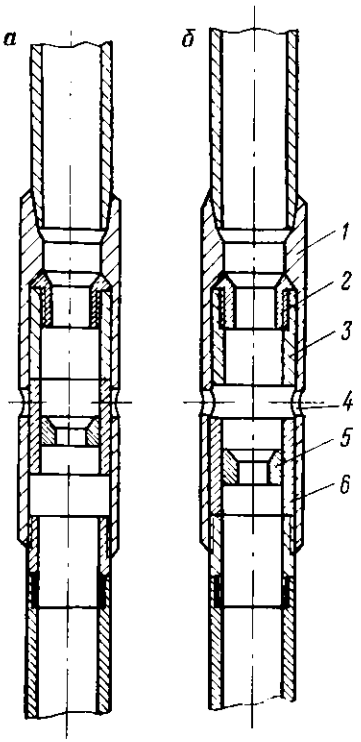


Рис. 10.2. Заливочная муфта для ступенчатого цементирования:

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

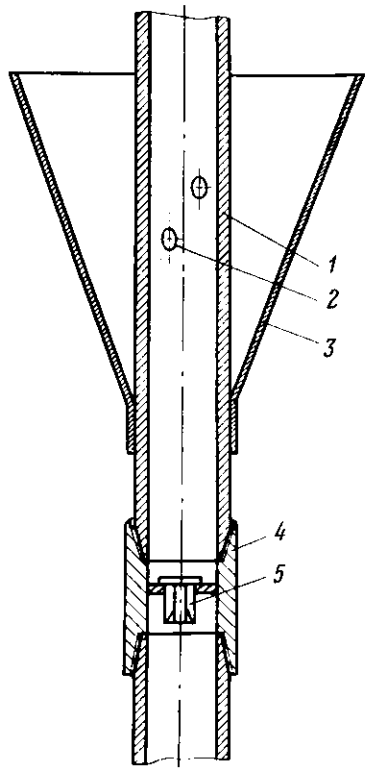


Рис. 10.3. Манжета для манжетного цементирования:

1 — обсадная труба; *2* — заливочные отверстия; *3* — манжета; *4* — муфта; *5* — клапан

которая беспрепятственно проходит через заливочную муфту (рис. 10.2, *а*). Продавочной жидкостью вытесняют раствор в затрубное пространство.

После того как закачали объем продавочной жидкости, равный 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. 10.2, *б*). Сигналом открытия отверстий является резкое падение давления нагнетания.

Существуют две разновидности способа двухступенчатого цементирования. По одной из них тампонажный раствор для цементирования второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени — это так называемый способ непрерывного цементирования. 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 цементирования 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 цементирования 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 цементирования. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня.

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. 10.3).

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 одноциклового 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 буриль-

ной 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 повышение 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. Потоком промывочной жидкости остатки цементного раствора вымываются из колонны.

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.

При установке моста цементный раствор закачивают через колонну бурильных или насосно-компрессорных труб, спущен-

ную до нижней отметки интервала установки моста. Чтобы обеспечить высокую прочность цементного камня, принимают меры по предупреждению смешивания цементного раствора с промывочной жидкостью (порцию цементного раствора отделяют буферной жидкостью, используют разделительные пробки и т. п.). По мере выдавливания цементного раствора в ствол скважины колонну труб поднимают и, когда ее нижний конец окажется выше уровня цементного раствора, промывают по методу обратной циркуляции.

Объем цементного раствора подсчитывают по размерам моста с учетом потерь раствора внутри бурильной колонны (до 10 % от внутреннего ее объема).

Чтобы цементный раствор, залитый в скважину, не погружался в промывочную жидкость, смешиваясь с ней, ниже места установки моста следует поместить тампон, пакер или иное разделяющее приспособление. Может быть применен стреляющий тампонажный снаряд, который позволяет выстреливать резиновый тампон в нужном месте в обсаженный ствол и тем самым создавать надежное перекрытие. Резиновый тампон может выдерживать перепад давления до 25 МПа.

10.3. ЦЕМЕНТ. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Тампонажный раствор для закачивания в скважину готовят на основе сухого тампонажного цемента и жидкости затворения, в качестве которой чаще всего используют пресную или минерализованную воду, а также водонефтяные эмульсии и жидкие нефтепродукты (дизельное топливо, керосин, безводные нефти и т. п.).

Под тампонажным цементом понимается порошкообразное вещество в чистом виде или с добавками (минеральными, органическими), которое после затворения с водой или другой жидкостью, соответствующей природе цемента, переходит со временем в твердое состояние цементного камня.

В зависимости от вида вяжущего материала, составляющего основу, тампонажные цементы подразделяются на классы: цементы на основе портландцемента, цементы на основе доменных шлаков, известково-песчаные смеси, прочие тампонажные цементы (гипсовые, белитовые и др.), тампонажные органические крепители на полимерной основе.

По роду добавок различают цементы песчаные, волокнистые, гельцементы, шлаковые, перлитовые и другие. По назначению, которое определяется температурными условиями испытания приготовленного тампонажного раствора, различают три температурных разновидности цементов: для низких и нормальных температур (до 50 °С), для умеренных (от 50 до 100 °С) и повы-

шенных (>100 °С). Выделяют также цементы для высоких (от 150 до 250 °С) и сверхвысоких (свыше 250 °С) температур.

Одним из наиболее распространенных видов вяжущего материала является портландцемент. Портландцемент — разновидность силикатного цемента, он представляет собой порошкообразный неорганический вяжущий материал, в состав которого входят высокоосновные силикаты кальция и в подчиненном количестве некоторые примеси, обусловленные загрязненностью исходного сырья.

Портландцемент характеризуется высокой плотностью — 3100 — 3150 кг/м^3, насыпная масса порошка портландцемента составляет 900—1100 кг/м^3 в рыхлом состоянии и 1400—1700 кг/м^3 в уплотненном. Тонкость помола порошка оценивают по суммарной поверхности частиц, выражаемой в м^2/кг. Удельная поверхность тампонажных портландцементов находится в пределах 250—400 м^2/кг, у специальных цементов она может доходить до 1500 м^2/кг.

Портландцемент — основа для приготовления тампонажных растворов с различными свойствами. Для регулирования свойств в портландцемент при его затворении вводят специальные добавки, которые позволяют регулировать сроки схватывания тампонажного раствора, свойства получаемого цементного камня, его термостойкость и т. п.

Наиболее распространенные добавки в цемент — глина и песок. С добавкой бентонитового глинопорошка в портландцемент получают гельцемент.

Добавки кварцевого песка к портландцементу оказывают различное влияние на цементный камень в зависимости от температуры среды. Если при низких температурах песок представляет собой инертный наполнитель, то при высоких температурах он вступает в химические реакции с основными окислами как кислый компонент, образуя гидросиликаты.

Наряду с портландцементами используют новые виды вяжущих материалов. К ним относятся шлакопесчаные цементы, белитокремнеземистый цемент, тампонажные цементы на базе ферромарганцевого шлака, известково-песчаные растворы, а также органические полимерные вяжущие. Отличительная особенность шлаковых цементов — то, что процесс их твердения значительно активизируется с повышением температуры до 100 °С и выше. Шлакопесчаные цементы в условиях высоких температур дают прочный и плотный цементный камень, обладающий высокой устойчивостью в агрессивных средах.

Для цементирования высокотемпературных скважин предложен белитокремнеземистый цемент, изготовляемый на основе белитового (нефелинового) шлама и кварцевого песка. На базе этого цемента готовят тампонажный раствор для цементирования при температурах до 180—200 °С.

Известково-песчаные тампонажные растворы готовят на основе извести и молотого кварцевого песка с добавкой бентонитовой глины. При температуре 130—150 °С и высоком давлении смесь схватывается очень быстро (< 30 мин), но с добавками специальных веществ сроки схватывания можно увеличить.

Тампонажный цемент на базе ферромарганцевого шлака, получаемого при производстве чугуна, проявляет вяжущие свойства при температурах свыше 100 °С. Тампонажный раствор из этого цемента можно эффективно применять при температуре от 150 до 350—400 °С. Для сокращения сроков схватывания в раствор добавляют кальцинированную соду.

В последние годы проводится большая работа по созданию рецептуры новых вяжущих материалов в виде органических соединений. Например, применяют полимерцементы, в которых вяжущая основа представлена смесью минеральных веществ и полимеров. В качестве полимерных добавок используют различные синтетические каучуки, смолы, полиакрилаты, полистирол и другие соединения. Одна из разновидностей полимерцемента — латекс-цемент, имеющий в качестве полимерной добавки натуральный или синтетический каучук. Такой цемент дает возможность получить прочный непроницаемый цементный камень, обладающий высокой упругостью и устойчивостью в агрессивных средах. В силу ряда положительных свойств полимерцементы привлекают к себе все большее внимание специалистов.

При цементировании вяжущий материал подают в скважину в виде тампонажного раствора. Тампонажным раствором называется дисперсная система, образующаяся при затворении тампонажного цемента водой, пресной или с химическими реагентами и прочими добавками. Для тампонажного раствора характерна нестабильность состояния и способность к фазовым превращениям. С этой точки зрения растворы, получаемые при затворении цементов на нефти или нефтепродуктах (дизельное топливо и т. д.), только условно можно относить к тампонажным, так как для проявления свойств диспергированных вяжущих материалов необходимо замещение жидкой фазы водой.

Основное требование к тампонажным растворам состоит в том, что они должны сохранять достаточно высокую подвижность в течение всего периода подачи их в интервал цементирования и затем быстро затвердевать, достигая прочности, достаточной для возобновления работ в скважине.

Формирование цементного камня из тампонажного раствора происходит с участием воды как необходимого компонента, поэтому одна из основных характеристик раствора — его водосодержание, которое оценивается водоцементным отношением. Водоцементное отношение — это отношение массы воды к массе цемента. Для стандартных тампонажных портландцементов водоцементное отношение может варьировать в пределах 0,4—0,6.

Тампонажный раствор характеризуется рядом свойств. Среди них наиболее важны плотность, подвижность (растекаемость), седиментационная устойчивость, показатель фильтрации, структурная вязкость, динамическое напряжение сдвига, время загустевания, сроки схватывания. Свойства тампонажнго раствора зависят от химико-минералогического состава основы, состава жидкости затворения, состава, строения и концентрации наполнителей, концентрации и активности химических добавок, режима приготовления и перемешивания раствора и изменяются в зависимости от действия таких факторов, как температура и давление.

По плотности тампонажные растворы подразделяются на легкие (до 1300 кг/м^3), облегченные (1300—1750 кг/м^3), нормальные (1750—1950 кг/м^3), утяжеленные (1950—2200 кг/м^3) и тяжелые (свыше 2200 кг/м^3). При водоцементном отношении 0,5 стандартный раствор из портландцемента имеет плотность 1810—1850 кг/м^3. С повышением водоцементного отношения плотность раствора снижается. Имеются тампонажные цементы, позволяющие приготовлять утяжеленные растворы плотностью 2060—2160 кг/м^3 (УЦГ-1, УШЦ1) и тяжелые растворы плотностью до 2250 кг/м^3 (УЦГ-2, УШЦ2). Повышение плотности достигается также введением утяжелителей в тампонажный раствор.

Для организации цементировочных работ очень важны сроки начала и конца схватывания тампонажного раствора. Под «началом схватывания» понимается временной промежуток от момента затворения тампонажного раствора до момента, когда вследствие внутренних физико-химических процессов сформировавшаяся структура делает раствор непрокачиваемым. Прочность структуры, соответствующая началу схватывания раствора, достигает 100—150 кПа.

Конец схватывания — это временной интервал от затворения раствора до момента, когда цементный камень достигает некоторой прочности. Он характеризует интенсивность процесса формирования цементного камня на начальной его стадии. Разумеется, понятие конца схватывания выделяет лишь некоторый этап формирования цементного камня, прочность которого и после этого продолжает расти в течение более или менее длительного последующего периода. Начало и конец схватывания определяются на приборе «Игла Вика» по погружению щупа в цементное тесто под нагрузкой 3 кН±20 Н.

На сроки схватывания тампонажных растворов существенное влияние оказывают водоцементное отношение, давление и температура, интенсифицирующие физико-химические процессы отвердения раствора (рис. 10.4).

Подвижность (растекаемость) тампонажного раствора измеряют конусом АзНИИ. Подвижность оценивают по среднему диаметру расплывшейся по горизонтальной поверхности подставки порции тампонажного раствора, заполняющей кольцо, после его

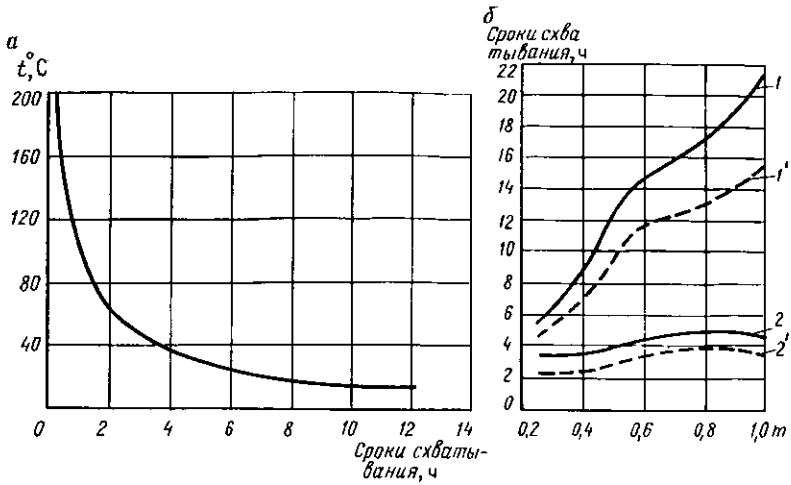


Рис. 10.4. Зависимость сроков схватывания тампонажного раствора от температуры (*а*) и водоцементного отношения (*б*):
1, 1' — при 22 °С; *2, 2'* — при 75 °С; *1', 2'* — начало схватывания; *1, 2* — конец схватывания

удаления. Растекаемость нормального раствора составляет 18 см.

Седиментационная устойчивость — это способность раствора удерживать твердые частицы вяжущего материала во взвешенном состоянии. С седиментационной устойчивостью связано явление водоотделения, т. е. скопления воды в верхней части объема. У хороших растворов коэффициент водоотделения (за 3 ч) не должен превышать 2,5 %.

Тампонажные растворы на основе портландцемента имеют высокий показатель фильтрации. В интервалах проницаемых пород повышение этого показателя приводит к интенсивному обезвоживанию раствора и может явиться причиной некачественного цементирования.

Чрезвычайное разнообразие условий в скважинах, их переменчивость по стволу скважины в интервале цементирования, влияние различных факторов на свойства тампонажного раствора обусловливают необходимость регулирования его первоначальных свойств путем уточнения состава основных вяжущих материалов и введения дополнительных веществ.

Все вводимые в тампонажный раствор вещества можно подразделить на группы:

добавки (кварцевый песок, шлаки и т. п.), которые в определенных условиях взаимодействуют с вяжущим материалом основы и участвуют в процессе формирования цементного камня;

химические реагенты, которые, как правило, вводят в воду затворения для воздействия на реологические свойства тампонажного раствора, показатель фильтрации и сроки его схватывания;

наполнители (целлофан, асбест, шелуха, различные волокна, слюда), инертные по отношению к основному вяжущему материалу.

Из свойств тампонажного раствора наиболее часто регулируют его плотность и начало схватывания и в меньшей степени показатель фильтрации и реологические свойства.

Плотность тампонажного раствора определяется в зависимости от плотности промывочной жидкости в стволе скважины, пластового давления и индекса давления поглощения в интервале цементирования. Для лучшего замещения глинистого раствора тампонажным в затрубном пространстве рекомендуется плотности тампонажного раствора поддерживать на 200—250 кг/м^3 выше плотности бурового раствора.

В зависимости от конкретных условий возникает необходимость изменения сроков начала схватывания: их увеличения при цементировании в глубоких скважинах с высокими забойными температурами и высоким давлением и их уменьшения, если цементировочные работы ведутся на небольших глубинах. Начало схватывания тампонажного раствора удается изменять введением химических реагентов. По характеру воздействия на время схватывания они подразделяются на ускорители и замедлители. Ускорители интенсифицируют процесс гидратации частиц в растворе, тем самым способствуя образованию коагуляционной и кристаллизационной структур и сокращению срока начала схватывания. К ускорителям относятся хлориды кальция, алюминия, натрия и цинка, каустическая и кальцинированная сода и др. Хлористый натрий является ускорителем, если его дозировка не превышает 2—3 %, в бóльшем количестве он оказывает обратное действие.

Замедлители, адсорбируясь на поверхности частиц вяжущего материала, снижают темп их гидратации и увеличивают срок начала схватывания. В качестве замедлителей используют ССБ, КМЦ, гипан, виннокаменную кислоту и другие реагенты.

Для снижения порога турбулизации и давления нагнетания в тампонажный раствор добавляют специальные вещества-пластификаторы, которые снижают пластическую вязкость раствора и динамическое напряжение сдвига.

В результате схватывания и твердения тампонажного раствора получается цементный камень. Формирование цементного камня — сложный физико-химический процесс, который до сих пор полностью не изучен. В общей его схеме выделяются процессы гидролиза и гидратации с образованием коагуляционной структуры, переходящей со временем в прочную кристаллизационную. На всех стадиях непосредственное участие в процессе принимает вода затворения. Она входит в состав твердых минеральных соединений, образующихся в результате гидролиза и гидратации клинкерных минералов. Для теоретически полной гидратации тампонажного раствора из портландцемента требуется всего 23—28 %

воды, тогда как для приготовления раствора ее расходуется примерно в 2 раза больше. Вся вода в цементном камне может быть разделена на три вида: химически связанную при гидратации, адсорбированную на поверхности твердой фазы и свободную. Излишки свободной воды неблагоприятно сказываются на прочности и проницаемости цементного камня.

Качество цементного камня принято характеризовать такими показателями, как механическая прочность, проницаемость, контракция (уменьшение объема при твердении), коррозионная устойчивость в агрессивных средах, пластичность (деформируемость без нарушения сплошности среды), модуль упругости и т. д.

Для повышения механической прочности цементного камня и снижения его проницаемости рекомендуются следующие мероприятия: снижение водоцементного отношения (частично можно достигнуть введением водосвязывающих добавок в небольших количествах, например, глинопорошка); без изменения водоцементного отношения введение активных кремнеземистых материалов при температурах до 100 °С и кварцевого песка при температурах свыше 100 °С и высоком давлении.

С течением времени прочность цементного камня может падать в связи с изменениями во внутренней структуре под воздействием высоких температур, в вещественном составе под коррозионным влиянием окружающей среды и, наконец, в связи с разрушением цементного камня под действием нагрузок.

В зависимости от состава пластовых вод коррозионное разрушение цементного камня может происходить по различным схемам:

выщелачивание (отделение) гидроксида кальция. Интенсивность этого вида коррозии зависит от концентрации извести в порах цементного камня и от концентрации катиона Ca^{2+} и аниона OH^- в агрессивной (выщелачивающей) среде. С этой точки зрения «мягкие» воды более агрессивны по отношению к цементу, чем «жесткие». Повышение температуры усиливат интенсивность коррозии;

вынос гидроксида кальция из цемента в результате магнезиальной коррозии, когда раствор, содержащий сульфат магния, при воздействии на цемент переводит растворенную известь в гипс и выносит его из цемента;

сероводородная коррозия, протекающая в присутствии сероводорода и приводящая к образованию малорастворимых сульфидов кальция, алюминия и железа;

сульфоалюминатная агрессия, когда воздействие сульфатных растворов (с сульфатом кальция или натрия) вызывает превращение соединения гидроалюмината кальция в гидросульфоалюминат кальция со значительным увеличением объема образующегося вещества. В итоге в цементном камне развиваются напряжения, которые могут привести к образованию трещин и разрушению его.

Эффективное средство борьбы с коррозией — правильный подбор вида тампонажного материала с учетом химического состава пластовых вод и снижение пористости цементного камня, которая способствует распространению коррозионных процессов в глубь материала.

10.4. ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Цементирование обсадной колонны в скважине обычно сопряжено с выполнением ряда трудоемких работ по доставке исходных материалов, и прежде всего цемента, на буровую, по приготовлению за короткий срок большого объема тампонажного раствора и подаче его в ствол скважины и в затрубное пространство. Расход материалов и качество цементировочных работ во многом зависят от совершенства и надежности применяемых технических средств. Для выполнения указанных выше работ применяется комплекс специального оборудования.

В техническое оснащение цементировочных работ входят цементировочный агрегат (ЦА), цементно-смесительная машина (СМ), самоходный блок обвязки (1БМ-700), станция контроля процесса цементирования (СКЦ-2М), а также вспомогательные емкости и резервуары (осреднительные емкости, цементный бачок и др.), цементировочная головка, трубопроводы и шланги для обвязки оборудования и устья скважины.

Цементировочный агрегат предназначен для подачи тампонажного раствора в скважину, нагнетания (продавки) его в затрубное пространство за цементируемой обсадной колонной, для измерения объема жидкости, расходуемой на приготовление тампонажного раствора, и подачи жидкости затворения в цементно-смесительную машину при приготовлении тампонажного раствора.

В отечественной практике обычно применяют мобильные цементировочные агрегаты, смонтированные на шасси автомобиля. Рассмотрим цементировочный агрегат ЦА-320М, смонтированный на шасси автомашины КрАЗ-257 (рис. 10.5). Цементировочный агрегат включает следующие узлы: коробку отбора мощности, водоподающий насос 1В, вспомогательный двигатель ГАЗ-51А, двухпоршневой насос 9Т высокого давления с приводом от транспортного двигателя автомашины, мерный бак, разделенный внутренней перегородкой на две полости объемом 3,2 м^3 каждая, и манифольд, позволяющий составлять различные схемы подсоединения агрегата.

В агрегате ЦА-320А установлен центробежный водоподающий насос. Объем жидкости затворения измеряют, попеременно забирая ее из каждой половины мерного бака известного объема. Объем находящейся в каждой половине мерного бака жидкости определяют по ее уровню.

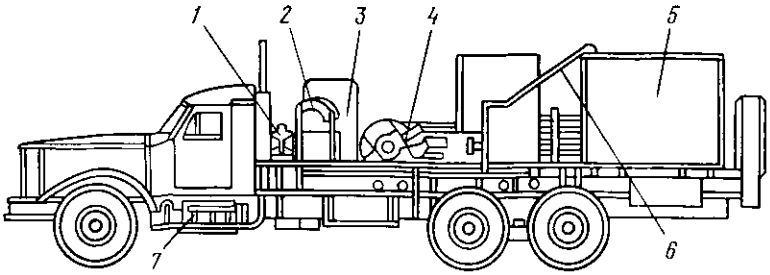


Рис. 10.5. Цементировочный агрегат ЦА-320М:
1 — коробка отбора мощности; *2* — водоподающий насос; *3* — вспомогательный двигатель; *4* — двухпоршневой насос; *5* — мерный бак; *6* — труба сброса; *7* — шасси автомобиля

Основные параметры характеристики цементировочного агрегата — предельное давление нагнетания тампонажного раствора, а также подача и давление нагнетания на каждом режиме работы в зависимости от частоты вращения выходного вала коробки скоростей транспортного двигателя и диаметра втулок насоса. Максимальное давление указывается в марке агрегата (у агрегата ЦА-320М оно равно 320 кг/см^2 или примерно 32 МПа).

Характеристика режимов работы цементировочного агрегата ЦА-320М при коэффициенте заполнения насоса 0,9

Включенная передача		II			III	
Частота вращения коренного вала насоса, об/мин		27			48	
Диаметр втулки цилиндра насоса, мм	100	115	127	100	115	127
Подача, л/с	2,9	4,0	4,9	5,2	7,0	8,7
Давление нагнетания, МПа	32	23	18,5	18	13,4	10,7
Включенная передача		IV			V	
Частота вращения коренного вала насоса, об/мин		73			110	
Диаметр втулки цилиндра насоса, мм	100	115	127	100	115	127
Подача, л/с	7,9	10,7	13,3	11,9	16,1	20,0
Давление нагнетания, МПа	11,7	8,7	7,0	7,8	5,8	4,7

Цементировочные агрегаты некоторых типов (3ЦА-400А и др.) не имеют водоподающего насоса и поэтому не могут использоваться для подачи жидкости в цементно-смесительную машину. Кроме того, привод насоса высокого давления может осуществляться от индивидуального двигателя, смонтированного вместе с насосом на шасси автомобиля (4ЦА-100 и др.).

Для выполнения цементировочных работ в особых условиях (труднодоступные районы, горная местность и т. п.) выпускаются цементировочные агрегаты 5ЦА-320С на санях, 5ЦА-320ГБ на гусеничном прицепе, 5ЦА-320 на раме. Агрегат последнего типа можно транспортировать вертолетом на подвеске. В распоряжении тампонажных контор имеются также самоходные насосные агрегаты 4АН-700, оснащенные плунжерным насосом с давлением нагнетания до 70 МПа. Такой агрегат предназначен в основном для проведения гидравлического разрыва пластов, гидроперфорации, ликвидации прихватов и в некоторых случаях может использоваться для продавки тампонажного раствора. В некоторых случаях тампонажный раствор закачивают и продавливают буровыми насосами.

В дальнейшем при совершенствовании цементировочных агрегатов большое внимание уделяется повышению надежности работы всех узлов агрегата и снижению неравномерности подачи насосами тампонажного раствора, что, как показывают наблюдения, существенно сказывается на полноте замещения жидкостей в затрубном пространстве и приводит к непроизводительным потерям мощности при продавке раствора.

Нефтепромысловые передвижные насосные установки (цементировочные агрегаты) разрабатывают в соответствии с ГОСТ 20725—75. Предусмотрен выпуск пяти типов установок с мерным баком (ЦА). Они будут иметь на платформе закрытую кабину машиниста, откуда по приборам он сможет контролировать работу агрегата и управлять им.

Цементно-смесительная машина служит для приготовления тампонажных растворов на месте проведения цементировочных работ и транспортирования сухого цемента навалом (без тары). Эти машины можно также применять для приготовления нормальных и утяжеленных буровых растворов на основе глинопорошков.

Цементно-смесительную машину обычно монтируют на шасси автомобиля или на прицепе. Рассмотрим ее устройство и характеристику на примере наиболее распространенной цементно-смесительной машины 2СМН-20. Она смонтирована на шасси автомашины КрАЗ-257 (рис. 10.6).

На шасси автомашины установлен металлический бункер объемом 14,5 м^3. Для перевозки в него загружается не более 9 т сухого цемента. После прибытия на место бункер может быть догружен до полного объема (20 т) с помощью специального шнекового подающего устройства.

Для приготовления тампонажного раствора в задней нижней части бункера на консоли рамы размещены приемная камера и вакуумно-гидравлическое смесительное устройство. Приготовленный тампонажный раствор сливают либо в цементный бачок, либо в осреднительную емкость, откуда он отбирается цементировочным агрегатом.

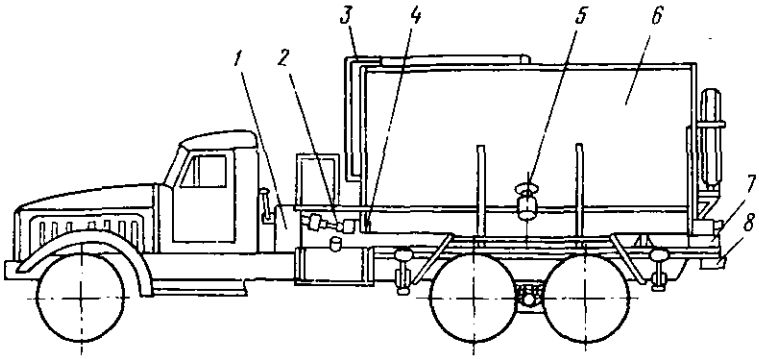


Рис. 10.6. Цементно-смесительная машина 2СМН-20:

1 — коробка отбора мощности; *2* — карданные валы; *3* — привод погрузочного шнека; *4* — дозирующие шнеки; *5* — погрузочный шнек; *6* — бункер; *7* — приемная камера; *8* — гидровакуумное смесительное устройство

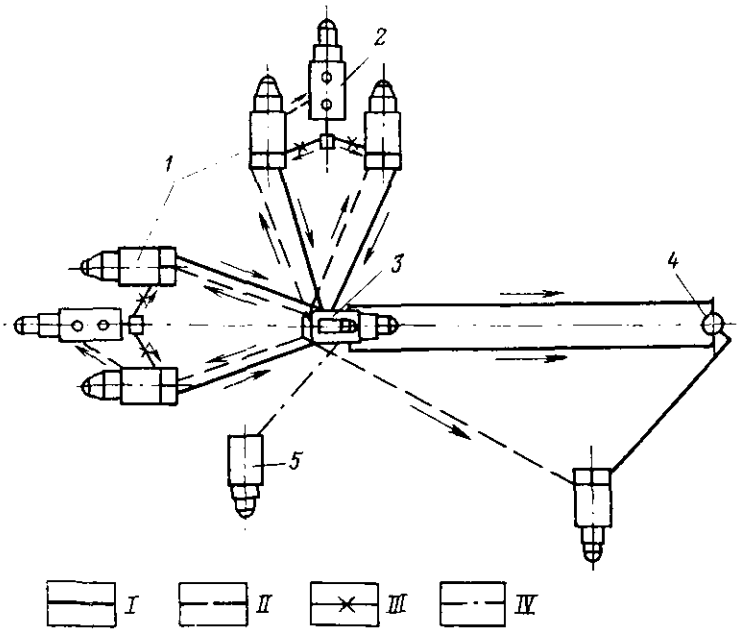


Рис. 10.7. Схема обвязки агрегатов и машин при цементировании:

1 — цементировочный агрегат; *2* — цементно-смесительная машина; *3* — блок манифольда; *4* — устье скважины; *5* — станция контроля; *I* — линии высокого давления; *II* — линии низкого давления; *III* — линии всасывания; *IV* — линия связи

Как правило, с одной цементно-смесительной машиной работают два цементировочных агрегата, причем один из них подает жидкость затворения в гидросмеситель машины. К началу цементирования поблизости от скважины сосредоточивается значительное количество агрегатов и машин, достаточное для проведения цементировочных работ в сжатые сроки (рис. 10.7).

Вся обвязка оборудования значительно упрощается и облегчается в случае использования самоходного блока манифольда 1БМ-700. Блок манифольда предназначен для сбора тампонажного раствора от многих цементировочных агрегатов в два нагнетательных трубопровода, ведущих к устью скважины, а также для распределения продавочной жидкости по агрегатам. Он смонтирован на шасси автомашины ЗИЛ-131 и позволяет подключать к устью цементируемой скважины до шести линий от цементировочных агрегатов. В комплекте имеются подсоединительные вилки, с помощью которых можно удвоить количество подключенных цементировочных агрегатов (т. е. довести до 12). Напорный коллектор рассчитан на давление до 70 МПа, а раздающий — на давление до 2,5 МПа.

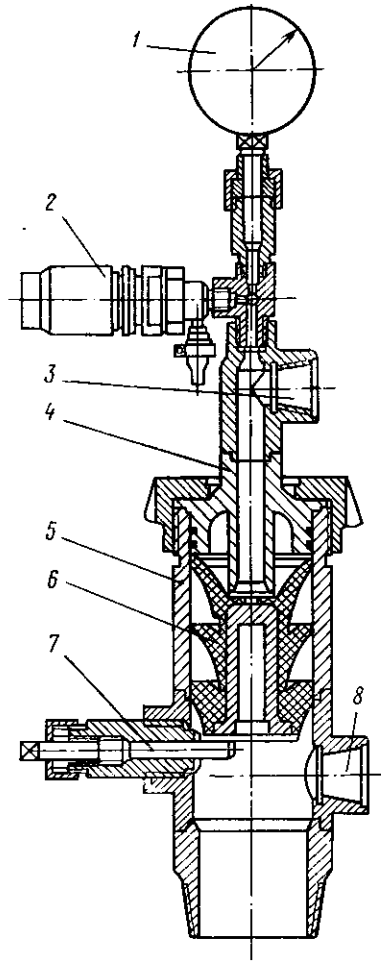


Рис. 10.8. Цементировочная головка типа ГУЦ:

1 — манометр; *2* — предохранительный клапан; *3* — верхний ввод; *4* — крышка; *5* — корпус; *6* — верхняя пробка; *7* — штопорный винт; *8* — нижний ввод

Станция контроля процесса цементирования СКЦ-2М предназначена для одновременного автоматического измерения и регистрации основных технологических параметров процесса цементирования: давления нагнетания, плотности жидкости, подаваемой в скважину, суммарного расхода цементировочных агрегатов и объема закачанной жидкости. На пульте имеются показывающие и регистрирующие приборы для измерения плотности жидкости, давления нагнетания и расхода жидкости. Датчики станций установлены на блоке манифольда 1БМ-700.

В комплекте станции имеются выносные блоки связи, позволяющие руководителю работ поддерживать постоянную связь с операторами, обслуживающими агрегаты и машины, и подавать команды.

На период цементирования на устье скважины устанавливают цементировочную головку, которая навинчивается на цементируемую колонну (рис. 10.8). Головка оснащена контрольным манометром и может иметь предохранительный клапан с отводом.

В настоящее время разработаны и находят применение цементировочные головки, допускающие проворачивание обсадной колонны в процессе продавливания тампонажного раствора. Это способствует более полному замещению бурового раствора и повышению качества цементировочных работ.

10.5. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Качественное цементирование предполагает надежное выполнение всех основных функций цементного камня на протяжении всего периода проведения работ в скважине, и прежде всего полное исключение перетоков и затрубных проявлений. Качество цементировочных работ зависит не только от рациональной организации процесса, но и от правильного подбора исходных материалов и рецептуры тампонажного раствора, от стабильности условий в скважине. Резкое изменение условий может привести к преждевременному нарушению герметичности затрубного пространства. Кроме того, цементный камень в скважине подвержен старению и разрушению под воздействием пластовых флюидов и других факторов. Пэтому было бы полезным контролировать состояние цементного камня в разные периоды.

Однако на практике применяют способы контроля цементирования, которые могут характеризовать его качество лишь в начальный период. Оцениваются следующие показатели качества: высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве; полнота замещения бурового раствора тампонажным в зацементированном интервале; равномерность распределения цементного камня в затрубном пространстве, что позволяет судить о соосности ствола скважины и обсадной колонны; сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины; герметичность зацементированной обсадной колонны и затрубного пространства.

Высоту подъема тампонажного раствора замеряют для того, чтобы убедиться, что обсадная колонна зацементирована в предусмотренном интервале. При определении высоты подъема тампонажного раствора стремятся перекрыть интервалы неустойчивых и пластичных пород, зоны трещиноватых пород, интервалы, где могут быть притоки газа, пластовых вод, нефти.

Кондуктор цементируют до устья скважины. Во всех разведоч-

ных и добывающих газовых скважинах обсадные колонны должны быть зацементированы до устья. В других условиях промежуточные эксплуатационные колонны цементируют с таким расчетом, чтобы уровень цемента находился не менее чем на 100 м выше башмака предыдущей обсадной колонны, в некоторых исключительно благоприятных условиях тампонажный раствор может и не доходить до башмака предыдущей колонны.

Для измерения высоты подъема тампонажного раствора можно применять методы термометрии, радиоактивной и акустической цементометрии.

Для определения надежности зацементированной обсадной колонны и затрубного зацементированного пространства их испытывают на герметичность. Эти исследования проводят после ОЗЦ. Герметичность колонны устанавливают созданием внутреннего или наружного избыточного давления. Внутреннее избыточное давление создают цементировочным агрегатом, подсоединенным посредством цементировочной головки к исследуемой колонне. При этом создаваемое на устье давление должно превышать ожидаемое максимальное давление в процессе проведения работ в скважине на некоторую величину Δp.

Ожидаемое на устье давление, МПа	15	15—20	20—30	30—40	40—50	50
Значение Δp, МПа . . .	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0

Минимальное давление при испытании обсадной колонны на герметичность устанавливают по диаметру обсадной колонны.

Наружный диаметр обсадной колонны, мм . .	114—127	141—146	168	178—194	219—245	273—351	377—426
Минимальное давление испытания, МПа	12	10	9	7,5	7	6	5

После создания внутреннего давления через 5 мин начинают наблюдения за характером его изменения. Обсадная колонна считается герметичной, если по истечении 30 мин наблюдений снижение не превышает 0,5 МПа при давлении испытания свыше 7 МПа и 0,3 МПа при давлении испытания до 7 МПА.

Для испытания затрубного пространства на герметичность в обсадной колонне разбуривают цементный стакан и забой углубляют на 1—2 м ниже башмака колонны. Затем в обсадной колонне создают внутренне избыточное давление. Нормы и критерии герметичности затрубного пространства аналогичны приведенным выше для обсадной колонны.

Во всех разведочных скважинах и в эксплуатационных в тех случаях, когда на устье не ожидается избыточного внутреннего давления, в качестве дополнительного способа контроля герметичности обсадной колонны проводят ее испытание на наружное

Таблица 10.1. Допустимое восстановление уровня жидкости в обсадной колонне (м) при испытании ее на герметичность

Первоначальное снижение уровня, м	Диаметр колонны, мм		Первоначальное снижение уровня, м	Диаметр колонны, мм	
	114—219	>219		114—219	>219
<400	0,8	0,5	800—1000	1,7	1,3
400—600	1,1	0,8	>1000	2,0	1,5
600—800	1,4	1,1			

избыточное давление, которое создают, уменьшая противодавление внутри обсадной колонны. Это можно осуществить снижением уровня жидкости внутри обсадной колонны или замещением жидкости, заполняющей колонну, жидкостью с меньшей плотностью.

Глубина спуска колонны, подлежащей испытанию, м	>500	500—1000	1000—1500	1500—2000	<2000
Минимальное понижение уровня жидкости, м	400	500	650	800	1000

Контрольные замеры положения уровня жидкости в скважине начинают через 3 ч после откачки жидкости и проводят в течение 8 ч через каждые 2 ч. Если повышение уровня за 8 ч не превышает предельно допустимых величин, приведенных в табл. 10.1, обсадная колонна считается герметичной.

Если за 8 ч восстановление уровня превышает предельно допустимую величину, испытание повторяют; при повторении аналогичного результата обсадную колонну признают негерметичной.

После испытаний обсадной колонны составляют акт, в котором указываются их результаты и заключение комиссии.

10.6. ПОНЯТИЕ О РАСЧЕТЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Расчет цементирования является инженерным обоснованием выбора технических средств и их количества и проверкой реализуемости на практике принятой технологии. На основании расчетов уточняют необходимые изменения в режиме подачи тампонажного раствора в затрубное пространство, а также определяют необходимое количество исходных материалов для приготовления нужного объема тампонажного раствора, продолжительность отдельных операций и суммарную всех работ по цементированию.

В результате расчетов продолжительности цементирования могут быть выданы рекомендации по регулированию сроков начала схватывания тампонажного раствора.

Для выполнения расчетов нужны некоторые исходные данные: глубина спуска цементируемой колонны; диаметр открытого ствола скважины (данные кавернометрии); размеры цементируемой обсадной колонны (ее наружный диаметр, длина, и внутрен-

ний диаметр секций); высота подъема цемента в затрубном пространстве; высота цементного стакана внутри цементируемой колонны; глубина спуска предшествующей колонны, м, и ее внутренний диаметр; плотность промывочной жидкости в стволе скважины; высота столба буферной жидкости за колонной; плотность буферной жидкости; плотность сухого цемента; плотность сухого цемента в насыпной массе, кг/м^3.

При этом предполагается, что состав и свойства тампонажного раствора и способ цементирования выбраны до выполнения расчета.

Весь расчет цементирования можно подразделить на три основные части: определение расхода материалов, режима работы цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин и продолжительности работ по цементированию обсадной колонны.

В первой части определяют необходимый объем тампонажного раствора по объему цементируемого пространства за колонной и цементного стакана в колонне. Объем цементируемого пространства рассчитывают с учетом среднего фактического диаметра ствола скважины или коэффициента кавернозности для открытой части ствола.

По объему тампонажного раствора и известному содержанию компонентов определяют суммарный расход материалов, в том числе и объем воды затворения. Подсчитывают объемы буферной и продавочной жидкостей.

Приступая ко второй части расчета, где рассматриваются основные режимные параметры (давление нагнетания на устье на разных этапах цементирования и суммарная подача жидкости в скважину), необходимо располагать некоторыми предварительными исходными сведениями. В качестве исходных можно использовать сведения о допустимом в конкретных условиях режиме течения жидкости в затрубном пространстве или о желательной продолжительности работ по цементированию колонны. В первом случае расчетным путем проверяют допустимость турбулентного режима течения, как наиболее благоприятного для наиболее полного замещения бурового раствора тампонажным. При расчете учитываются данные о градиентах гидроразрыва наиболее слабых пород в интервале открытого ствола. По результату расчета определяют максимально допустимую скорость течения раствора в затрубном пространстве и, сопоставляя ее с критической скоростью, выбирают режим.

Зная подачу раствора, определяют суммарные потери напора на разных этапах и по ним судят о давлении нагнетания на цементировочной головке. Давления нагнетания позволяют обоснованно подойти к выбору типа цементировочного агрегата и режима его работы, а суммарная подача позволяет определить количество агрегатов. В числе агрегатов всегда предусматривается один резервный. По общему количеству сухих тампонажных

материалов с учетом одновременно действующих цементировочных агрегатов определяют необходимое количество цементно-смесительных машин и режим их работы.

Во втором случае, когда исходят из намеченной суммарной продолжительности работ, расчет режимных параметров начинают с определения темпа подачи тампонажного раствора в затрубное пространство. По нему подсчитывают потери напора и необходимое давление нагнетания на цементировочной головке. Оно определяется как сумма потерь напора и дифференциального давления, возникающего вследствие разностей плотностей жидкостей в колонне и в затрубном простанстве. По давлению нагнетания, так же как и в первом случае, подбирают тип цементировочного агрегата и режим его работы, а по подаче — число цементировочных агрегатов. В выборе цементно-смесительных машин второй случай не отличается от первого.

В третьей части по режимам подачи рассчитывают продолжительность работ по закачке тампонажного раствора в скважину и продавке его в затрубное пространство. При определении общей продолжительности работ учитывают резервное время порядка 15 мин на навинчивание цементировочной головки после введения нижней пробки в обсадную колонну. Общая расчетная продолжительность работ не должна превышать 0,75 от времени начала схватывания тампонажного раствора.

Таким образом, в результате выполненного расчета делают заключение о необходимом количестве исходных материалов (сухой тампонажный материал, добавки, химреагенты, вода затворения) для приготовления тампонажного раствора, об объемах буферной и продавочной жидкостей, подбирают типы цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин и определяют их количество, уточняют технологический режим закачки и продавки тампонажного раствора и определяют общую продолжительность работ по цементированию обсадной колонны.

11. ВСКРЫТИЕ И ОБРАБОТКА ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

11.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ. КОМПЛЕКС РАБОТ, ИХ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Конечная цель строительства скважины на нефть или газ (поисковой, разведочной или эксплуатационной) — достижение нефтегазовой залежи в недрах земли, вскрытие ее и получение притока (кратковременного или длительного) пластового флюида. Все работы на этом завершающем этапе объединяются под единым термином «заканчивание скважин».

С точки зрения реализации конечных целей скважина на нефть и газ представляет собой сложное гидротехническое сооружение, предназначенное для создания надежной гидродинамической связи с продуктивным пластом (дренирования его) и отбора пластового флюида. Надежность скважины как гидротехнического сооружения зависит от качества вскрытия продуктивного горизонта, правильности разработки конструкции скважины для интервала продуктивного горизонта и качества изоляции этого интервала. Заканчивание скважины — наиболее ответственный этап ее строительства, от качества выполнения которого зависят результаты исследования продуктивного пласта и последующая производительность скважины.

Заканчивание скважины включает следующие основные виды работ: вскрытие продуктивного горизонта, конструктивное оформление ствола скважины в интервале продуктивного горизонта и изоляция его от соседних интервалов с водоносными и проницаемыми пластами, создание гидродинамической связи продуктивного горизонта со скважиной, исследование продуктивных пластов, освоение продуктивных пластов с промышленными запасами.

Вскрытие продуктивного пласта (разведуемого или эксплуатационного объекта) — это процесс заглубления ствола скважины в продуктивный пласт на полную его мощность или частично. Процесс бурения в продуктивном пласте имеет определенную специфику. Она состоит в том, что при вскрытии большое значение приобретают физико-химические процессы, которые происходят в окресностях ствола скважины и приводят к образованию призабойной зоны пласта. Призабойной зоной пласта называется некоторый его объем, распространяющийся от стенок ствола скважины в глубь пласта и подверженный при вскрытии действию процессов, нарушающих первоначальное механическое и физико-химическое состояние горной породы — коллектора и содержащейся в нем подвижной (жидкой или газообразной) фазы.

Основная задача при вскрытии пласта состоит в том, чтобы не допустить существенного нарушения естественных свойств и состояния горной породы — коллектора и правильно задать величину заглубления в пласт. Ее устанавливают в зависимости от положения водонефтяного контакта, близости подошвенных вод и т. п. При бурении в продуктивной толще должна быть обеспечена такая глубина вскрытия, которая гарантировала бы длительную безводную эксплуатацию скважины и минимальные в данных условиях гидравлические сопротивления при поступлении нефти или газа в скважину.

В благоприятных условиях рекомендуется вскрывать продуктивный пласт на полную его мощность. В этом случае приток пластового флюида в ствол скважины происходит по радиальному направлению и скважина является гидродинамически совершен-

ной. Если скважина вскрывает пласт не на всю мощность, то по степени вскрытия она гидродинамически несовершенна. Скважина может быть несовершенной и по характеру вскрытия пласта, когда приток пластового флюида концентрируется по немногочисленным отверстиям в обсадной колонне.

Качество вскрытия продуктивного пласта оценивается по нескольким показателям. Основные из них следующие:

степень нарушения первоначального состояния горной породы-коллектора, в конечном счете она может быть охарактеризована показателем относительной производительности

$$ОП = q_ф/q_т, \quad (11.1)$$

где $q_ф$ — фактический дебит скважины, м³/сут; $q_т$ — теоретический дебит скважины из коллектора в первоначальном состоянии, м³/сут;

степень использования вскрытой стволом скважины мощности пласта; показателем является коэффициент использования вскрытой мощности продуктивного пласта

$$k_и = m_р/m_в, \quad (11.2)$$

где $m_р$ — работающая мощность пласта; $m_в$ — вскрытая мощность пласта;

надежность изоляции интервала продуктивного пласта и разобщения пластов по стволу скважины; косвенный показатель надежности изоляции — отсутствие межколонных проявлений, заколонных перетоков и т. п.;

объем и достоверность первичных данных, получаемых при вскрытии продуктивного пласта и его последующем исследовании.

В зависимости от пластового давления, литологического состава горной породы-коллектора, его устойчивости в стенках ствола скважины, степени насыщенности продуктивного пласта и т. п. вскрывать его можно по различным принципиальным схемам. Принципиальные схемы рассмотрены в этом разделе ниже (см. 11.4).

По одной из распространенных схем вскрытия продуктивный пласт перекрывают обсадной колонной и затем проводят работы по восстановлению гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной. Для этого в заранее намеченном интервале против продуктивного пласта обсадную колонну перфорируют, т. е. в обсадных трубах и цементном кольце за ними тем или иным способом пробивают отверстия, создавая каналы, которые позволяют пластовому флюиду поступать в скважину.

Имеется несколько способов перфорации обсадной колонны: пулевая, торпедная, кумулятивная, пескоструйная.

После вскрытия продуктивного пласта и проведения работ по изоляции его от смежных интервалов приступают к его исследованию. Исследования в нефтяных и газовых скважинах проводят с целью выявления перспективных нефтегазоносных

пластов и определения их основных характеристик. По цели и объему получаемой информации исследования продуктивного пласта в скважине принято подразделять на испытание и опробование. Под испытанием понимается комплекс исследовательских работ в скважине, которые проводят для выявления газонефтенасыщения пласта, получения пробы пластового флюида, измерения пластового давления, определения основных гидродинамических параметров пласта и получения исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств исследуемого объекта.

Опробование — это комплекс исследовательских работ в скважине, проводимых для отбора пробы пластового флюида и ориентировочного определения дебита.

Скважина, оборудованная в зоне продуктивного пласта в соответствии с требованиями его эксплуатации и давшая положительные результаты при испытании, подлежит освоению. Под освоением скважины понимается комплекс работ по вызову длительного притока пластового флюида в скважину вплоть до установившегося промышленного режима работы на оптимальном уровне. Освоение скважины проводят для подготовки ее к сдаче в эксплуатацию или к консервации на некоторый период. На этапе освоения для повышения показателей работы пласта и обеспечения промышленного притока применяют (порознь или в комбинации) различные методы воздействия на пласт: физические, механические, химические.

Вызов притока пластового флюида в скважину достигается снижением гидростатического давления столба жидкости в скважине и созданием депрессии, при которой противодавление в скважине становится ниже пластового давления. Приток пластового флюида в скважину происходит под воздействием энергии пласта.

Вызов притока из продуктивных пластов с высоким пластовым давлением легко достигается в результате замещения бурового раствора в скважине жидкостью с меньшей плотностью, чаще всего водой или нефтью. Для замещения бурового раствора в скважине с оборудованным фонтанной арматурой устьем спускают колонну насосно-компрессорных труб; нижний ее конец должен располагаться у кровли продуктивного пласта. Замещающая жидкость (вода, нефть) подается буровым насосом в межтрубное пространство, а буровой раствор вытесняется по колонне насосно-компрессорных труб.

Как только депрессия на пласт вызовет его проявление, начнется приток в скважину с быстро нарастающей интенсивностью. В этот начальный момент необходимо принять меры по ограничению притока, чтобы стремительное движение пластовой жидкости в коллекторе низкой механической прочности не вызвало его разрушения и выноса значительного количества твердых частиц в ствол скважины. Накопление твердых частиц в скважине может

привести к образованию пробок и прихвату насосно-компрессорных труб.

Весьма распространен вызов притока с помощью компрессора. В этом случае плотность бурового раствора снижают закачкой в него воздуха или газа. Иногда вначале в скважину подают аэрированную воду и затем переходят к закачке воздуха или газа.

В поисковых скважинах приток пластового флюида чаще вызывают снижением уровня бурового раствора в скважине. Откачивать буровой раствор из скважины можно эрлифтом, погружным насосом, с помощью желонки на канате (тартание) или сваба (своеобразного поршня), спускаемого в колонну насосно-компрессорных труб на канате (свабирование). Продолжительность откачки до возбуждения притока из пласта зависит от состояния пласта, его свойств и в некоторых случаях может затягиваться на длительный срок.

Скважина, давшая стабильный промышленный приток, подлежит передаче в эксплуатацию. В условиях поисково-раздведочного бурения, когда еще отсутствует система хранения и транспорта нефти и газа, скважины с промышленным притоком консервируют заливкой глинистым раствором повышенной вязкости до ввода в эксплуатацию после обустройства нефтегазодобывающего предприятия.

11.2. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Нефть или газ добывают из залежи. Так как подавляющее большинство известных месторождений нефти и газа приурочено к породам осадочного комплекса, то наиболее распространенной формой залежи является продуктивный пласт. Продуктивным называется пласт, из которого при существующих методах экономически целесообразно добывать нефть (газ) в промышленных масштабах. Порода, слагающая продуктивный пласт и насыщенная нефтью (газом), называется коллектором.

Для того чтобы вмещать нефть (газ) и выделять их в достаточных количествах в скважину, вскрывшую нефтегазовую залежь, порода-коллектор должна обладать определенными свойствами. Наиболее важными ее характеристиками являются пористость (трещиноватость) и проницаемость.

Пористость, как и трещиноватость,— текстурный признак горной породы. Под пористостью следует понимать парагенетические нарушения сплошности минерального каркаса горной породы, выражающиеся в наличии множественных зазоров между минеральными зернами или их агрегатами.

По систематизации, предложенной И. М. Губкиным, в зависимости от размеров поры подразделяются на сверхкапиллярные (диаметр $> 0,5$ мм), капиллярные (диаметр от 0,5 мм до 2 мкм)

и субкапиллярные (диаметр менее 2 мкм). Совокупность пор образует поровое пространство, форма которого определяется формой и размером отдельных пор и их взаимосвязью. Пористость определяет свободную емкость горной породы и ее способность вмещать жидкие и газообразные агенты. Коллекторские свойства горной породы зависят от структуры порового пространства.

Принято различать три вида пористости: абсолютную, или физическую, эффективную и динамическую.

Под абсолютной пористостью понимают суммарный объем всех пустот (пор) в горной породе. Эффективная пористость включает объем только тех пор, которые сообщаются между собой и в связи с этим могут служить поровыми каналами для перетока (фильтрации) жидкости или газа. Динамическая пористость — характеристика нефтесодержащей породы, она оценивается по объему свободной жидкости в порах, способной к замещению.

Количественной характеристикой абсолютной и эффективной пористости являются коэффициенты пористости. Коэффициент абсолютной пористости выражает процентное отношение суммарного объема пор к объему породы:

$$k_а = \frac{\Sigma V_{пор}}{V_0} 100\ \%. \qquad (11.3)$$

Коэффициент эффективной пористости равен процентному отношению эффективного объема пор к объему породы:

$$k_э = \frac{V_э}{V_0} 100\ \%. \qquad (11.4)$$

Значение коэффициента абсолютной пористости продуктивных пластов колеблется в весьма широких пределах (от 5 до 40 %). Теоретическая абсолютная пористость имитированного грунта, сложенного из шаров одинакового диаметра, может достигать 47,6 %. Эффективная пористость всегда ниже абсолютной.

Под трещиноватостью горной породы следует понимать интенсивность развития трещин в массиве (или выделенном объеме) горной породы. Трещиной называется плоский разрыв сплошности среды. Количественную оценку трещиноватости горной породы можно проводить по отношению одного из показателей трещин (количество, их длина и т. п.) к единице длины, площади или объема горной породы. При определении пористости горной породы трещиноватость может учитываться единым показателем — коэффициентом пористости.

Проницаемость горной породы — это физическое ее свойство, выражающееся в способности пропускать под действием перепада давления жидкость или газ без нарушения минерального каркаса. С проницаемостью горной породы связано явление фильтрации, т. е. перемещение жидкости или газа в пористой среде по поро-

вым каналам, образованным сообщающимися между собой порами или трещинами. Принято различать проницаемость абсолютную, эффективную и относительную. Абсолютная проницаемость — это физическое свойство экстрагированной и высушенной породы, выражающееся в способности пропускать газ. Эффективная (фазовая) проницаемость — это способность пористой среды пропускать через себя одну из фаз (жидкость, газ) при многофазном заполнении. Относительная проницаемость определяется как отношение эффективной проницаемости для нефти, воды или газа к абсолютной.

Количественно проницаемость оценивается коэффициентом проницаемости $k_{пр}$, который в формуле Дарси выражает характер зависимости скорости фильтрации от градиента перепада давления:

$$v_ф = k_{пр} \frac{\Delta p \Delta l}{\mu}, \qquad (11.5)$$

где μ — вязкость фильтрующегося флюида.

Коэффициент проницаемости имеет размерность площади ($м^2$).

Проницаемость горной породы зависит как от размеров пор, так и от состава и свойств фильтрующихся сред, которые определяют характер и интенсивность их взаимодействия с породой. По каналам, образованным сверхкапиллярными порами, жидкость может свободно перемещаться. Движение жидкости и газа по капиллярным каналам в значительной степени подвержено действию поверхностных сил на контакте жидкость-порода. В породах с субкапиллярными порами сказывается определяющее влияние молекулярных сил и жидкость остается неподвижной. В связи с этим осадочные породы делятся на проницаемые, полупроницаемые и практически непроницаемые. Проницаемые породы имеют эффективную пористость свыше 20 % и коэффициент проницаемости от сотых долей до нескольких квадратных микрометров. В полупроницаемых породах большая часть пор имеет субкапиллярные размеры. Коэффициент проницаемости для них находится в пределах $(0{,}1—10) \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$. Практически непроницаемые породы имеют субкапиллярную и закрытую пористость и проницаемость ниже $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$. Показатели эффективной пористости и проницаемости для некоторых разностей горных пород приведены в табл. 11.1.

Чтобы пласт можно было отнести к продуктивным, порода-коллектор должна иметь промышленные запасы и обеспечивать промышленную нефтегазоотдачу. Удельное содержание полезного ископаемого (нефти или газа) зависит от многих факторов, и в том числе от пористости породы, а нефтегазоотдача — в первую очередь от проницаемости породы и энергии пласта. Считается, что эффективная пористость породы-коллектора промышленного пласта должна быть выше 5 %, а проницаемость — не ниже

Таблица 11.1. Эффективная пористость и проницаемость основных типов осадочных пород

Горная порода	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мкм²
Пески:		
однородные крупно- и среднезернистые	40	30—300
однородные средне- и мелкозернистые	40	10—30
мелкозернистые неоднородные	30—35	0,1—10
Песчаники	1—40	$0{,}01 \cdot 10^{-3}$—7,5
Алевролиты	0—35	0—0,75
Глины	0—40	$1{,}0—1 \cdot 10^{-3}$
Известняки и доломиты	—	0—0,7

$1 \cdot 10^{-3}$ мкм². По величине эффективной пористости породы могут быть подразделены (по И. О. Броду) на коллекторы: большой емкости (эффективная пористость свыше 15 %), средней емкости эффективная пористость от 5 до 15 %), малой емкости (эффек-

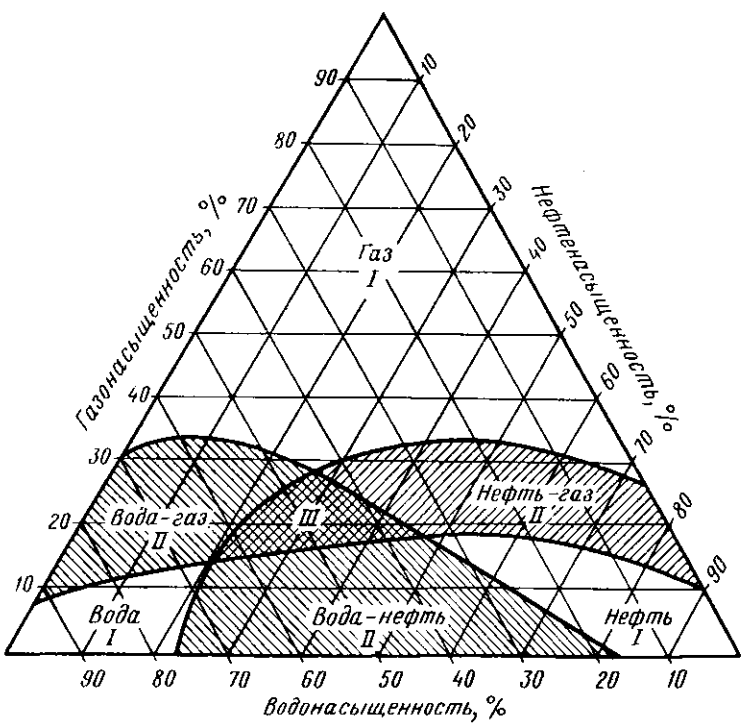


Рис. 11.1. Диаграмма областей существования потоков:
I — однофазного; *II* — двухфазного; *III* — трехфазного

тивная пористость ниже 5 %). Проницаемость средних пород-коллекторов находится в пределах от $5 \cdot 10^{-3}$ до 1 мкм^2.

Так как в естественных условиях породы продуктивного пласта содержат нефть, газ и воду, эффективная проницаемость для каждого компонента зависит от их соотношения, или, иными словами, от распределения объема насыщения породы между фазами. На основании экспериментальных исследований на треугольной диаграмме соотношения фаз в породе-коллекторе были проведены линии, ограничивающие области существования одно-, двух- и трехфазного потоков (рис. 11.1).

Приведенные на рис. 11.1 соотношения могут существенно изменяться в зависимости от характера пород, особенностей состава жидкости и начального содержания фаз, поэтому диаграмму следует рассматривать как некоторый образец.

Из других параметров продуктивного пласта исследуют пьезопроводность, теплопроводность и электрическое сопротивление породы-коллектора.

Классификация горных пород-коллекторов

Обобщение накопленного опыта вскрытия нефтегазовых пластов и повышение качества вскрытия невозможны без научно обоснованной классификации самих пород-коллекторов.

По особенностям строения порового пространства и трещиноватости и специфике путей фильтрации пластового флюида все породы-коллекторы подразделяются на две группы: группа I — поровые (гранулярные), группа II — трещинные.

Поровые коллекторы характеризуются тем, что их емкостные и фильтрационные свойства определяются структурой порового пространства и оцениваются по эффективной пористости.

Трещинные коллекторы принципиально отличаются от коллекторов I группы по условиям фильтрации, которая в них осуществляется главным образом по развитой системе трещин. Емкостные свойства трещинных коллекторов в основном связаны с наличием пор, каверн, карстов и других полостей, соединенных с трещинами. Емкостные свойства чисто трещинных коллекторов, обусловленные объемом сообщающихся трещин, как правило, выражены слабо и их емкость может достигать всего нескольких процентов от объема.

По классификации, разработанной М. С. Кравчуком и Р. Г. Дмитриевой, все песчано-алевролитовые поровые коллекторы подразделены на шесть классов. Из них четыре первых класса относятся к промышленным коллекторам, а два последующих — к непромышленным. В основу классификации положены такие признаки коллектора, как пористость, проницаемость, насыщение, содержание остаточной воды, состав породообразующих компонентов, тип и состав цемента и др. Большое значение прида-

Таблица 11.2. Классификация песчано-алевролитовых пород с межзерновой пористостью по структурным параметрам порового пространства (по М. И. Колосковой)

Класс коллекторов	Интервал проницаемости, мкм²	Литологическая группа пород	Основные фильтрующие поры		Суммарное содержание пор диаметром меньше 2 мкм, % от объема пор	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор	Литологический коэффициент
			Размеры, мкм	Содержание, % от объема пор			
I	1	Средне- и крупнозернистые песчаники	30—150	40—80	0—20	5—25	0,1—0,4
		Мелкозернистые песчаники	20—100	40—80			
		Алевролиты	10—30	80—95			
II	0,5—1,0	Средние и крупнозернистые песчаники	30—100	25—50	5—30	10—35	0,07—0,3
		Мелкозернистые песчаники	18—60	30—60			
		Алевролиты	10—30	40—80			
III	0,1—0,5	Средние и крупнозернистые песчаники	20—50	25—40	15—40	20—45	0,05—0,2
		Мелкозернистые песчаники	16—40	15—50			
		Алевролиты	10—30	26—65			
IV	0,01—0,1	Средние и крупнозернистые песчаники	15—40	15—30	20—50	30—60	0,02—0,2
		Мелкозернистые песчаники	10—35	15—45			
		Алевролиты	5—20	20—50			
V	$(1—10)\times 10^{-3}$	Средне- и крупнозернистые песчаники	10—20	10—20	50—90	50—95	0,01—0,05
		Мелкозернистые песчаники	5—16	20—40			
		Алевролиты	3—8	20—50			
VI	$(0,1—1)\times 10^{-3}$	Средне- и крупнозернистые песчаники	10				
		Мелкозернистые песчаники	5	10—30	85	85	0,01
		Алевролиты	3				

Таблица 11.3. Классификация пород-коллекторов по литологическому составу, строению и составу насыщающей жидкости

Категория пород	Характеристика пород	Проницаемость, мкм²	Тип пластовых жидкостей
1	Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы, преимущественно с глинистым цементом пленочного порового и базального типов, а также кварцево-полевошпатовые и полимиктовые песчаники и алевролиты на ранней стадии уплотнения. Признаки, указывающие на наличие трещин или их проявление, отсутствуют $(k_{пор}/k_{тр}) \to \infty$	0,001—0,01	$\frac{Н}{Г, Х, С}; \frac{А_н}{Г, Х, С}; \frac{А_а}{Г, Х, С}$
		0,01—0,1	$\frac{А_н}{Г}$
		>0,1	$\frac{А_н}{Г}$ $\frac{Н}{Г, Х, С}; \frac{А_н}{Г, Х, С}; \frac{А_а}{Г, Х, С}$
2	Песчано-алевролитовые породы со средней степенью уплотнения и заметными признаками проявления трещиноватости, цемент глинистый, глинисто-карбонатный со следами раскристаллизации и регенерации. Тип цемента пленочный, контактовый, реже поровый и базальный $(k_{пор}/k_{тр}) > 1$	0,001—0,1	$\frac{Н}{Г, Х, С}; \frac{А_н}{Г, Х, С}; \frac{А_а}{Г, Х, С}$ $\frac{А_н}{Г}$
		>0,1	$\frac{Н}{Г, Х, С}; \frac{А_н}{Г, Х, С}; \frac{А_а}{Г, Х, С}$
3	Сильно уплотненные, трещиноватые, песчано-алевролитовые породы. Цемент глинисто-карбонатный, глинисто-кремнистый, кварцевый, по типу пленочный контактовый. Структура и поверхность порового пространства претерпели глубокие эпигенетические изменения $(k_{пор}/k_{тр}) \leqslant 1$	0,001—0,05	$\frac{Н}{Г, Х, С}; \frac{А_н}{Г, Х, С}; \frac{А_а}{Г, Х, С}$ $\frac{А_н}{Г}$
		>0,05	$\frac{Н}{Г, Х, С}; \frac{А_н}{Г, Х, С}; \frac{А_а}{Г, Х, С}$

Продолжение табл. 11.3

Категория пород	Характеристика пород	Проницаемость, мкм²	Тип пластовых жидкостей
4	Карбонатные породы (известняки пластические, органогенные; доломиты; мергель), породы вулканогенные (порфириты, туфы), сильно уплотненные глины с пустотами расслоения, аргиллиты. Проницаемость и пористость в основном обусловлены наличием трещин и каверн ($k_{пор}/k_{тр}$) < 1	0,001—>0,05	$\frac{Н}{Г, Х, С}$; $\frac{А_н}{Г, Х, С}$; $\frac{А_а}{Г, Х, С}$

Условные обозначения: $k_{пор}$, $k_{тр}$ — проницаемость поровая, трещинная; Н — неактивная нефть, $А_н$, $А_а$ — активная нефть за счет наличия нафтеновых кислот или асфальтенов соответственно; Г, Х, С — типы пластовых вод (по В. А. Сулину) — гидрокарбонатно-натриевая, хлоркальциевая, сульфатно-натриевая.

ется соотношению относительного содержания глинистого вещества и пористости. В табл. 11.2 приведена классификация, разработанная М. И. Колосковой (ВНИИГаз).

В классификации трещинных коллекторов, где наличие трещин в основном определяет характер фильтрации пластового флюида, в качестве классификационного признака принимается превалирующий фактор, который определяет емкость коллектора. В зависимости от особенностей структуры и происхождения вмещающего пространства все трещинные коллекторы подразделяются на следующие типы: каверновый, карстовый, чисто трещинный, порово-трещинный и смешанный (порово-каверновый, карстово-каверновый, порово-каверново-карстовый, порово-стиллолитовый).

Для правильного подбора типа бурового раствора, рекомендуемого для вскрытия продуктивного пласта, во ВНИИКРе предложена систематизация пород-коллекторов в зависимости от литологического состава и степени уплотнения породы, состава цемента, структуры и состояния поверхности порового пространства. Все породы-коллекторы подразделены на четыре категории. В свою очередь, каждая категория имеет внутренние подразделения в зависимости от проницаемости и типа пластовой жидкости (табл. 11.3).

С накоплением фактического материала совершенствуются и уточняются классификации пород-коллекторов.

11.3. УХУДШЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

Вокруг ствола скважины в продуктивном пласте во вскрытом интервале образуется призабойная зона пласта (ПЗП), отличающаяся по своим характеристикам от удаленной зоны пласта (УЗП), где порода-коллектор остается в первоначальном естественном состоянии. Влияние скважины на продуктивный пласт и формирование ПЗП происходит на всех этапах: на протяжении вскрытия, освоения и эксплуатации залежи, но различается по характеру и интенсивности действующих факторов.

От породы-коллектора в естественном залегании ПЗП отличается снижением проницаемости, которое может достигать 50 % и более, поэтому ПЗП иногда называется блокирующей зоной.

В процессе формирования ПЗП действующими факторами являются перераспределение напряжений в горной породе и окрестностях ствола скважины, гидродинамическое взаимодействие бурового раствора с пластовым флюидом и проникновение среды из скважины в пласт, физико-химические процессы на стенках ствола скважины (осмотические явления, диффузия, капиллярное проникновение и т. п.).

Как показывают теоретические и экспериментальные исследования, перераспределение напряжений в массиве горных пород приводит к появлению в окрестности скважины значительных по величине тангенциальных напряжений, которые могут значительно (до 100 %) превышать статическое давление массы горной породы:

$$\sigma \leqslant 2\rho_{гп} g H, \tag{11.6}$$

где $\rho_{гп}$ — плотность горной породы, кг/м^3.

На каркас пористой породы будет передаваться нагрузка от этого давления за вычетом пластового:

$$\sigma_{сж} = 2\rho_{гп} g H - p_{пл}. \tag{11.7}$$

Под действием этого избыточного давления в стенках ствола скважины возможно смыкание вертикальных трещин и сокращение объема порового пространства.

Гидродинамическое взаимодействие бурового раствора с пластовым флюидом происходит на фоне превышения давления в скважине над пластовым. Под влиянием избыточного давления в окружающие породы проникает буровой раствор или его фильтрат. Физико-химические процессы на стенках ствола скважины могут интенсифицировать процесс выделения фильтрата из бурового раствора.

Ухудшение проницаемости породы-коллектора в основном вызывается проникновением твердой фазы вместе с буровым раство-

ром и его фильтрата. Причем по крупным трещинам буровой раствор может проникать в продуктивный пласт на многие десятки метров, а фильтрат — от нескольких сантиметров до 1,4—2,4 м (АзССР). Твердая фаза бурового раствора (глинистые частицы) может проникать в трещины при довольно низкой проницаемости пласта (порядка 10^{-3}—10^{-2} мкм^2), но с уменьшением проницаемости пород усиливается негативная роль фильтрата.

Твердая фаза бурового раствора, а также частицы шлама (равно как и твердая фаза тампонажного раствора), попавшие в продуктивный пласт, вызывают его механическое загрязнение, т. е. сокращение порового объема, а следовательно, снижение проницаемости породы.

Блокирующее действие бурового раствора усиливается в результате его тиксотропных свойств и загустевания в крупных порах породы-коллектора.

Проникновение в поровое пространство продуктивного пласта глинистых частиц размером порядка 1 мкм и менее вызывает его кольматацию (заиливание). Наблюдения, проведенные в лабораторных условиях, показали, что толщина кольматационного слоя может варьировать в зависимости от конкретных условий от долей миллиметра до десятков сантиметров. Было также установлено, что в более проницаемых поровых коллекторах толщина кольматационного слоя оказывается меньше, чем в слабопроницаемых. Это парадоксальное на первый взгляд явление объясняется повышенной скоростью формирования на стенках, сложенных проницаемыми породами, плотной глинистой корки, которая задерживает глинистые частицы и препятствует их дальнейшему проникновению в пласт. Проницаемость глинистой корки значительно (не менее одного порядка) ниже проницаемости пласта.

Значительно сложнее и многообразнее проявляется действие фильтрата бурового раствора на проницаемость пород продуктивного пласта. Влияние фильтрата зависит от его состава, а также от состава и концентрации химических примесей в нем. Обычно одновременно происходит несколько разнородных по характеру процессов, которые в общей сложности значительно ухудшают проницаемость породы-коллектора.

По характеру воздействие фильтрата на породу-коллектор можно подразделить на механическое, физико-химическое и химическое.

Механическое воздействие фильтрата вызывает перемещение подвижных частиц скелета породы-коллектора (песчинок) и оттеснение пластовой жидкости от стенок ствола скважины под напором фильтрата. Сродство фильтрата с минеральными зернами (гидрофильность породы) и действие капиллярных сил могут усиливать напор фильтрата на пластовую жидкость, причем фронтальная поверхность распространяющегося по породе фильтрата может иметь очень сложные очертания.

Физико-химическое воздействие фильтрата сводится к развитию физических и физико-химических процессов на границе раздела фильтрат — горная порода, фильтрат — пластовая жидкость, фильтрат — пленки пластового флюида на минеральных зернах, а также к взаимодействию фильтрата с глинистым веществом в породе-коллекторе. Поверхностные явления развиваются в том случае, когда фильтрат по своему составу (природе) существенно отличается от пластовой жидкости.

В гидрофильном песчано-алевролитовом коллекторе водный фильтрат брагодаря высокому сродству с породой проникает по мелким порам, оттесняя нефть, и образует пленки на частицах породы, снижая размеры проходного сечения. В карбонатных коллекторах порода пропитывается нефтью и капельки водного фильтрата могут закупоривать тонкие трещины. При освоении пласта остаточная водонасыщенность в этих коллекторах будет ниже.

Неизбежные колебания давления в стволе скважины вызывают диспергирование и взаимное перемешивание фильтрата с пластовой нефтью с образованием эмульсий двух видов (гидрофобной и гидрофильной). Из них достаточно стойка гидрофобная эмульсия типа вода в нефти. Ее стабильность повышается благодаря наличию в нефти природных эмульгаторов: асфальтенов, смол и других веществ, называемых «черными эмульгаторами». Значительно повышается прочность эмульсии при участии твердых, «бронирующих» эмульгаторов (частицы смоченной нефтью породы, частицы глины, монокристаллы парафина и др.). Поверхность «бронирующих» частиц отличается избирательной смешанной смачиваемостью, т. е. незначительная часть поверхности характеризуется гидрофильностью, и этими участками частицы могут как бы прилипать к капелькам воды. Капельки воды приобретают надежную защиту от взаимной коалесценции, и эмульсия становится стабильной.

Влияние водного фильтрата на проницаемость усиливается при наличии в породе-коллекторе глинистого материала. Проникновение в поры водного фильтрата бурового раствора вызывает гидратацию глинистых минералов, повышается степень их диспергирования, формируются сольватные оболочки. В результате глинистые частицы набухают и, увеличиваясь в размере, сокращают объем порового пространства вплоть до полного перекрытия пористых каналов. Химический состав фильтрата определяет степень гидратации глинистых минералов. Повышенную гидратацию вызывают щелочные электролиты, натриевые соли, ортопирофосфаты и др. Набухание глинистых минералов может снизиться в присутствии некоторых ПАВ.

Проникновение фильтрата в породу-коллектор может сопровождаться химическими реакциями с веществами, содержащимися в пластовой реликтовой воде, с образованием труднораство-

римых веществ, образующих осадки на стенках капилляров и пор.

Некоторые явления в продуктивном пласте могут быть отнесены к термохимическим. Они сопряжены с нарушением температурного режима пластовой залежи в ПЗП при вскрытии и эксплуатации. Снижение температуры может повлечь выпадение солей в виде осадка из насыщенных растворов, отложение парафина в нефтяных скважинах, образование гидратокристаллов в газовых скважинах. При этом проницаемость ПЗП может быть существенно нарушена.

11.4. СХЕМЫ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ ЕГО ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Разработка схемы вскрытия продуктивного пласта и рациональной технологии должна преследовать одну из наиболее важных целей — устранение (по возможности более полное) факторов, вызывающих существенное ухудшение проницаемости породы-коллектора против первоначальной в естественном залегании.

Существует три варианта крепления скважины в интервале продуктивного объекта (рис. 11.2). При выборе наиболее рационального варианта учитываются особенности строения продуктивной зоны, тип коллектора и его классификационная принадлежность, физико-геологические особенности продуктивного пласта (прежде всего его эффективная пористость и проницаемость), ожидаемое пластовое давление, опыт вскрытия продуктивной зоны в соседних скважинах и т. п.

По первому варианту (рис. 11.2, *а*, *б*) ствол скважины добуривается до кровли продуктивного пласта и перекрывается промежуточной обсадной колонной с последующим ее цементированием. После ее испытания на герметичность вскрывают продуктивный пласт. В зависимости от устойчивости стенок ствола скважины и типа коллектора вскрытый интервал продуктивного пласта или не закрепляют (рис. 11.2, *а*), или закрепляют хвостовиком в виде перфорированных труб или фильтра (рис. 11.2, *б*). Первый вариант обладает рядом преимуществ, которые позволяют его рекомендовать для использования в продуктивных пластах с низкой пористостью и проницаемостью и при низком и среднем пластовом давлении. В плотных устойчивых породах в интервале продуктивного пласта может оставаться открытый ствол.

К недостаткам первого варианта можно отнести непригодность для использования в залежах с многопластовым строением; некоторая ограниченность протяженности вскрываемого интервала продуктивного горизонта при необходимости установки фильтра (10—12 м); затрудненность борьбы с подошвенной водой, поэтому необходимы достаточно точные сведения о строении пласта и близости подошвенных вод.

Поэтому область применения первого варианта ограничивается однопластовой залежью в интервалах, где водонефтяной контакт находится значительно ниже забоя скважины. В случае, если в залежи имеется газовая шапка над нефтью или водоносный пласт в кровле продуктивного, башмак промежуточной колонны может быть несколько заглублен в продуктивный пласт.

Вариант второй (рис. 11.2, *в*) предусматривает вскрытие продуктивного пласта тотчас после прохождения кровли и спуск эксплуатационной колонны, оснащенной фильтром в интервале продуктивного пласта. Обсадную колонну цементируют выше кровли по методу манжетной заливки.

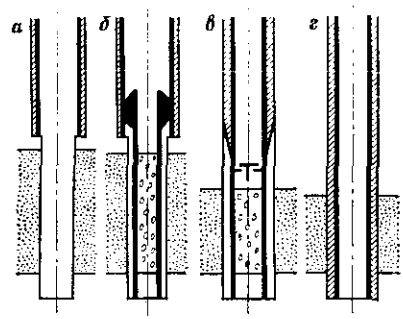


Рис. 11.2. Типовые конструкции скважин в интервале продуктивного горизонта

При этом несколько ухудшаются условия вскрытия продуктивного пласта по сравнению с первым, так как второй вариант не позволяет применять специальные способы бурения в продуктивном пласте и подбирать свойства бурового раствора, исходя только из характеристик и свойств продуктивного пласта. Таким образом, второй вариант может быть успешно применен при вскрытии однопластовой залежи с хорошо известными геолого-литологическими условиями и при отсутствии подошвенных вод.

По третьему варианту (рис. 11.2, *г*) продуктивный пласт или всю многопластовую залежь вскрывают на полную мощность, затем спускают эксплуатационную колонну и цементируют. В этом случае для создания гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом в интервале его залегания обсадную колонну и находящийся за ней цементный камень перфорируют. Несмотря на существенные недостатки, третий вариант наиболее распространен в нашей стране.

Основные недостатки третьего варианта состоят в следующем:

1) при разбуривании многопластовой залежи верхние вскрытые продуктивные пласты подвергаются длительному отрицательному воздействию бурового раствора, который может проникнуть в них на значительную глубину и образовать мощную ПЗП;

2) при цементировании эксплуатационной колонны продуктивные пласты оказываются в непосредственном контакте с тампонажным раствором, который может существенно повлиять на проницаемость коллектора в приствольной его части;

3) перфорация обсадной колонны в скважинных условиях, как правило, не позволяет достичь равномерного распределения

отверстий в колонне на протяжении всего выбранного интервала, что оказывает существенное влияние на дренирование продуктивного пласта. К тому же на эффективность перфорации влияет неравномерное распределение цементного камня за колонной. На участках, где толщина цементного камня значительна, перфорационные каналы могут не достичь коллектора, и тогда они не будут участвовать в поступлении пластового флюида в скважину.

В целом применение третьего варианта требует наличия значительной пластовой энергии. Он может быть рекомендован для вскрытия многопластовых залежей с высоким пластовым давлением, с близким расположением пластовых вод и позволяет разрабатывать пласты многопластовой залежи последовательно снизу вверх.

Если такие вопросы, как разобщение продуктивных и водоносных горизонтов, изоляция подошвенных вод, обеспечение наилучших условий дренирования продуктивного пласта, обеспечение благоприятных условий в стволе скважины при вскрытии продуктивного пласта, защита его от вредного влияния тампонажного раствора, решаются выбором соответствующего варианта конструкции скважины в интервале продуктивного горизонта, то реализация требования сохранения естественных коллекторских свойств продуктивного пласта в процессе его вскрытия обеспечивается в первую очередь правильным выбором технологии бурения.

Как было показано выше, на ухудшение проницаемости продуктивного пласта в ПЗП решающее влияние оказывают состав и количество фильтрата, проникающего через стенки ствола скважины в продуктивный пласт; состав и реологические свойства бурового раствора, попадающего в продуктивный пласт по трещинам и крупным каналам; дифференциальное давление (статическое и динамическое) как фактор, определяющий интенсивность фильтрации через стенки ствола скважины.

Состав фильтрата, поступающего в продуктивный пласт, определяется дисперсионной средой бурового раствора. Из бурового раствора на водной основе и нефтеэмульсионного раствора фильтруется вода.

Инвертно-эмульсионные растворы и буровые растворы на нефтяной основе в продуктивный пласт выделяют нефть (или нефтепродукт основы), которая не изменяет его проницаемости и в нефтяном пласте не образует эмульсий, а глинистая корка на стенках ствола скважины легко размывается пластовой нефтью при ее отборе и не препятствует ее поступлению в ствол.

В начальный момент вскрытия до образования корки в продуктивный пласт проникает не только фильтрат, но и глинистый раствор, вносящий в ПЗП тонкодисперсную глину и частицы шлама.

Интенсивность фильтрации и формирования ПЗП зависит не только от показателя фильтрации бурового раствора, но и реп-

рессии на пласт, т. е. избыточного дифференциального давления бурового раствора у стенки ствола в интервале продуктивного горизонта. Различают статическую и динамическую репрессии на пласт.

Статическая репрессия может быть вычислена по формуле

$$\Delta p_{ст} = \rho_ж g H_{пл} - p_{пл}, \quad (11.8)$$

где $H_{пл}$ — глубина залегания кровли пласта, м.

При циркуляции бурового раствора в процессе бурения в результате пульсации подачи раствора и переменного характера гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве возникает динамическая репрессия

$$\Delta p_{дин} = \rho'_ж g H_{пл} - p_{пл} + p_{сопр}, \quad (11.9)$$

где $p_{сопр}$ — перепад давления в затрубном пространстве, Па; $\rho'_ж$ — плотность бурового раствора, обогащенного шламом проходимых пород, кг/м^3.

Максимальная динамическая репрессия будет соответствовать условию полной закупорки затрубного пространства:

$$\Delta p_{дин\,max} = \rho'_ж g H_{пл} - p_{пл} + p_н, \quad (11.10)$$

где $p_н$ — давление нагнетания, создаваемое буровым насосом, Па.

Статическая и динамическая репрессии оказывают существенное влияние на последующую продуктивность пласта.

На рис. 11.3 по фактическим данным наблюдений на конкретном примере показано влияние роста забойного давления на производительность скважины. Даже незначительное повышение репрессии на 0,6 МПа вызывало падение производительности скважин в 4 раза.

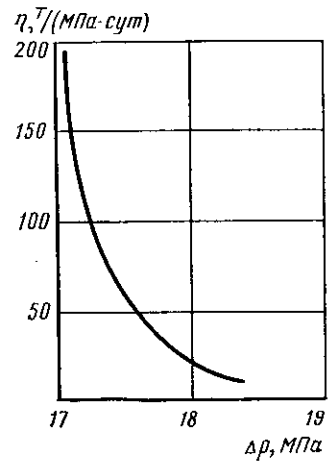


Рис. 11.3. Влияние репрессии на коэффициент продуктивности

Значительные дополнительные гидродинамические нагрузки на пласт могут возникать при выполнении спуско-подъемных операций.

Влияние этих нагрузок можно снизить, если использовать долговечные долота, позволяющие проходить значительные по протяженности интервалы, т. е. разбуривать всю продуктивную толщу за один рейс.

Большое значение при разработке рациональной технологии вскрытия продуктивного пласта имеет правильный подбор типа циркуляционного агента и его свойств. Накопленный опыт позволил выработать рекомендации по рациональному применению жидких и газообразных агентов. Тип

циркуляционного агента выбирают с учетом коллектора, ожидаемого пластового давления, состава породы-коллектора (особенно наличия в нем набухающих глин).

Коллектора трещинного или порово-трещинного типа:	
с высоким пластовым давлением	Буровой раствор на водной основе
с невысоким пластовым давлением:	
при отсутствии набухающих пород . .	Буровой раствор на водной основе с добавками химреагентов и ПАВ
в присутствии набухающих пород . . .	Буровые растворы на нефтяной основе и инвертно-эмульсионные
с низким пластовым давлением	Аэрированные промывочные жидкости на водной основе
с очень низким пластовым давлением . . .	Газообразные агенты (отработанные газы, пены, туман)

Существенного повышения качества вскрытия продуктивного пласта достигают при минимальной репрессии на пласт (технология бурения на равновесии) или даже с некоторой депрессией. Имеются примеры из практики, когда при бурении депрессия достигала 3,5 МПа. При вскрытии пластов с очень низким пластовым давлением за рубежом используют ударно-канатное бурение без циркуляции. Ударно-канатный способ применяли для вскрытия продуктивного горизонта на глубинах около 3000 м.

11.5. МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПЗП ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Известно, что при вскрытии стволом скважины продуктивного пласта в нем формируется призабойная зона (ПЗП), где под влиянием различных факторов происходит заметное снижение его проницаемости и, как следствие, падение продуктивности скважины. Как показывает опыт, при вводе скважины в эксплуатацию пластовый флюид выносит в ствол скважины часть поступившего в пласт бурового раствора, его глинистой фазы и фильтрата, а также частицы тампонажного раствора. Иногда количество вымываемого из пласта бурового раствора достигает нескольких кубических метров. Это удаление привнесенных веществ, как правило, сопровождается на первых этапах работы скважины повышением ее продуктивности, что свидетельствует о самопроизвольной очистке ПЗП.

Для интенсификации очистки пласта (принудительной) применяются различные методы. По способу воздействия на пласт их можно подразделить на механические, физико-химические и химические. Механический способ заключается в создании в скважине колебательных процессов, которые вызывают частые кратковременные депрессии и репрессии на пласт, способствующие промыванию ПЗП.

Наиболее часто применяют физико-химический и химический способы воздействия. При использовании физико-химического способа очистки в пласт закачивают раствор специально подобранных ПАВ с оптимальной концентрацией и выдерживают там некоторое время[1]. В присутствии ПАВ происходит деструкция сформировавшейся в ПЗП эмульсии и облегчается вынос глины, проникшей в пласт с буровым раствором. Химическая обработка пласта предусматривает закачку в него растворов химически активных реагентов (кислоты соляной, глинокислоты и т. п.) и их химическое взаимодействие с минеральным скелетом коллектора и заполняющим поровое пространство веществом. Химическая обработка по виду реагента подразделяется на кислотную и глинокислотную.

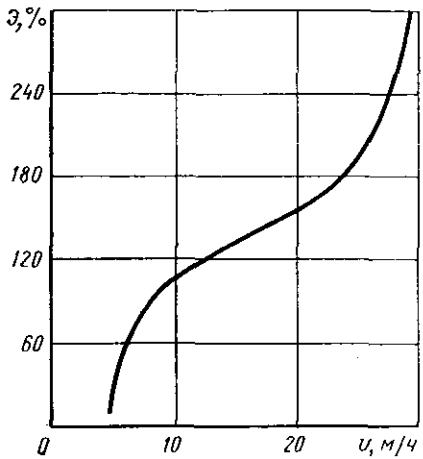


Рис. 11.4. Зависимость эффективности действия раствора от интенсивности прокачки

Применение соляной кислоты для обработки пласта основано на способности вступать в реакцию с карбонатными породами (известняками, доломитами) с образованием растворимых веществ. Большое значение имеет правильное определение начальной концентрации кислотного раствора и подбор ингибирующих добавок. Повышенная концентрация вызывает интенсивное воздействие на породу и вместе с тем повышение концентрации образующихся солей, что может затруднить их удаление из ПЗП. К тому же повышенная концентрация кислоты усиливает ее коррозионное действие на буровое оборудование и инструмент. При низкой концентрации требуется гораздо больший объем раствора, закачиваемого в пласт. Оптимальная концентрация соляной кислоты для обработки карбонатных пород около 10 %.

График на рис. 11.4 наглядно показывает на конкретном примере, что эффективность действия раствора зависит от интенсивности его прокачки. С увеличением скорости прокачки ее влияние сказывается по-разному, особенно интенсивный рост эффективности был отмечен после повышения скорости свыше 20 м/ч. Практический опыт показывает, что при правильном проведении кислотной обработки дебит скважин возрастает в 5—6 раз.

---

[1] Продолжительность воздействия ПАВ на пласт устанавливают в пределах 1—2 сут и уточняют практическим путем.

Глинокислотную обработку, т. е. обработку смесью соляной и фтористой кислот, применяют в породах с полимиктовым цементом для воздействия на глинистые его фракции. Первоначальный состав глинокислоты подбирают в зависимости от состава пород, и в среднем он представляет собой смесь 10—12 % HCl и 1—3 % HF.

При химическом воздействии глинокислоты на разные фракции глинистого цемента образуются различные вещества, некоторые из них выделяются в виде геля. Он откладывается в поровом пространстве и, обогащенный солями, может существенно ухудшить проницаемость породы. Поэтому не рекомендуется длительное время выдерживать глинокислотный раствор в пласте. Наибольшую продолжительность имеет реакция с гидрослюдами (до 4 ч), следовательно, для полной реакции достаточно 6 ч.

В породах со смешанным цементом при повышенном содержании карбонатов (15—20 % и более) лучшую эффективность обеспечивает двухрастворная последовательная обработка ПЗП. Сначала закачивают раствор соляной кислоты, который выщелачивает открытые включения карбонатного вещества. Затем в ПЗП подают глинокислоту, которая, растворяя глинистые фракции, открывает соляной кислоте доступ к ранее экранированным карбонатным частицам.

Технологическая схема химической обработки зависит от цели ее проведения и обычно подразделяется на четыре вида: обработка забоя скважины, призабойной зоны пласта (ПЗП), удаленных участков пласта и многократная обработка скважины.

Забой скважины обрабатывают, создавая кислотную ванну в стволе скважины с целью очистки фильтра, перфорационных каналов в обсадной колонне и в цементном камне от остатков глинистого раствора и удаления глинистой корки со стенок скважины в открытом стволе. Некоторое количество кислотного раствора может проникнуть в горную породу и повысить ее проницаемость вблизи ствола скважины.

При обработке ПЗП кислотный раствор продавливают в коллектор для удаления из ПЗП попавшего туда глинистого раствора, а также восстановления и повышения проницаемости пород в ПЗП.

Удаленные участки пласта обрабатывают для расширения зоны дренирования пласта вокруг ствола скважины. Для этого проводят многорастворную обработку ПЗП и удаленной зоны пласта. В отдаленную зону кислотный раствор можно закачивать с наполнителем (отсортированный песок, стеклянные шарики и пр.) для закрепления трещин, раскрытых в результате гидроразрыва и выщелачивания.

Многократную обработку ПЗП проводят в коллекторах с полимиктовым цементом с низкой проницаемостью для ее существенного повышения.

В период подготовки скважины к вводу в эксплуатацию и в процессе эксплуатации практикуются и иные способы обработки пласта и повышения его проницаемости: гидроразрыв пород в ПЗП, торпедирование, виброобработка, закачка жидкого азота в пласт перед проведением кислотной обработки, термоакустическое воздействие, стационарный и циклический электропрогрев и др.

Так как при вскрытии скважиной продуктивного пласта, несмотря на принимаемые меры предосторожности, полностью избежать его загрязнения не удается, разработка рациональной технологии последующей обработки призабойной зоны пласта с целью восстановления и повышения проницаемости породы-коллектора в приствольной части имеет очень большое значение При разработке технологии надо правильно выбрать способ обработки, состав применяемых реагентов и определить оптимальную продолжительность воздействия на продуктивный пласт.

12. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

12.1. ЗАДАЧИ И СПОСОБЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для изучения нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза в ней проводят специальные исследования. Их объем, задачи и методы проведения зависят от целевого назначения скважины. В поисковой скважине исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазонасыщенности отдельных интервалов и предварительная оценка их промышленной значимости. Исследования, выполняемые в разведочной скважине, должны обеспечить получение достаточно достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождения. В эксплуатационной скважине основная цель исследований — определение эксплуатационных характеристик пласта.

В исследовании скважин применяют ряд методов оценки продуктивности разреза, которые можно подразделить на две группы — косвенные и прямые. Методы, отнесенные к первой группе, позволяют получить характеристики, косвенным образом освещающие возможность присутствия нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относятся оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т. д.). Прямые методы осуществляют вызовом притока нефти или газа из пласта.

Для изучения геологического разреза по скважине широко применяют геофизические методы исследования. Они включают различные виды скважинного каротажа: электрический, радиоактивный, ядерно-магнитный, акустический и др. Геофизические методы применяют для изучения геологического разреза, выделения интервалов пористых и проницаемых пород, определения свойств коллекторов. Эти методы используют для промышленной оценки месторождения.

Наиболее полная информация об исследуемых объектах и о выявленных продуктивных пластах может быть получена при использовании прямых методов, т. е. основанных на вызове притока из пласта. В задачу исследования прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств, установление соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого скважиной.

По режиму работы пласта эти методы подразделяются на стационарные и экспресс-методы. При стационарных методах исследование ведут на установившемся режиме фильтрации. К ним можно отнести метод пробной эксплуатации, когда наблюдения ведутся в течение длительного времени (до месяца и более), и метод установившихся отборов, когда наблюдения и замеры проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока. Стационарные методы позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины, но не позволяют судить о степени снижения проницаемости ПЗП.

На проведение исследований по экспресс-методу задалживается значительно меньше времени. Экспресс-метод заключается в контроле за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщающемся с объектом, после вызова притока из последнего. Иногда в малодебитных скважинах применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению уровня жидкости в скважине, сниженного в результате отбора жидкости из ствола.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи, чем при опробовании. При опробовании пласта ограничиваются вызовом притока, отбором пробы пластового флюида и ориентировочным определением его дебита.

В настоящее время практикуются два способа проведения исследований в скважине: «снизу вверх» и «сверху вниз».

При исследовании по способу «снизу вверх» скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной, которую затем цементируют. Испытание начинают с самого нижнего объекта. В его интервале обсадную колонну перфорируют и осуществляют вызов притока. Отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения.

После завершения испытания нижнего объекта выше перфорированного участка создают цементный мост или устанавливают *резиновый тампон, выдерживающий перепад давления до* 20—25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну против следующего (вышерасположенного) объекта, испытывают его и подобным образом последовательно все последующие объекты, перемещаясь снизу вверх. Отсюда и сам способ получил название «снизу вверх». Этот способ широко применяли достаточно давно и продолжают применять и в настоящее время, отмечая в то же время ряд его существенных недостатков: загрязнение в открытом стволе пройденных объектов при добуривании скважины; искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимость спуска и цементирования обсадной колонны, которая в данном случае необходима для разобщения опробуемых объектов; повышение расходов на строительство скважины, вызванных дополнительными затратами на крепление скважины.

Устранение отмеченных недостатков этого способа исследования объектов привело к созданию специальных измерительных инструментов, которые позволили опробовать и испытывать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после вскрытия и отказаться от спуска обсадной колонны. С созданием таких инструментов появился новый способ, получивший название *способа «сверху вниз»*.

В его техническом оснащении имеется немало различных скважинных инструментов, которые по конструктивному исполнению, особенности применения и назначению можно подразделить на три типа: пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных или насосно-компрессорных труб; аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия при бурении намеченного объекта; аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом объекте получают с помощью пластоиспытателя на колонне труб. Аппараты второго и третьего типа позволяют осуществить только опробование пласта, поэтому их нередко называют опробователями.

Опробователь, сбрасываемый внутри бурильной колонны, позволяет вызывать приток сразу после вскрытия исследуемого объекта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для использования данного метода над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство.

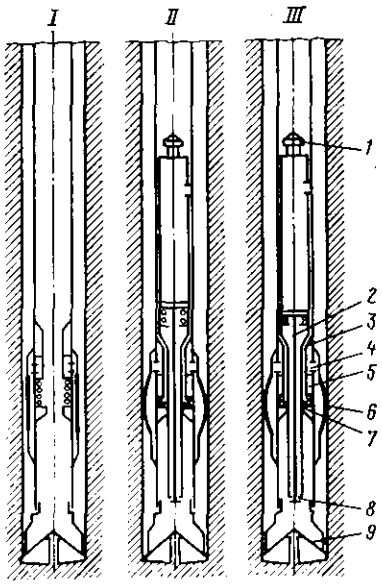


Рис. 12.1. Этапы работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:

1 — шлипсовая головка; *2* — грунтоноска; *3* — седло запорного устройства; *4* — впускное окно; *5* — отсекатель; *6* — пакерующее устройство; *7* — нижнее седло опробователя; *8* — впускной клапан опробователя; *9* — долото

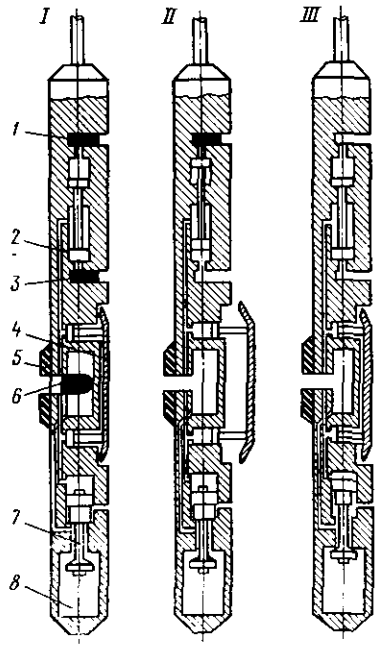


Рис. 12.2. Этапы работы пробоотборника на кабеле:

1 — верхний заряд и заглушка; *2* — дифференциальный возвратный поршень; *3* — нижний заряд и заглушка; *4* — прижимная лапа; *5* — герметизирующая накладка; *6* — кумулятивный заряд; *7* — впускной клапан; *8* — баллон

В отсутствии пробоотборника пакерующий элемент сжат и не препятствует проходу бурового раствора по затрубному зазору (рис. 12.1, *I*). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом происходит изоляция призабойной части скважины (рис. 12.1, *II*). С повышением давления внутри бурильных труб в пробоотборнике открывается клапан и давление в подпакерной зоне резко падает, вызывая приток пластового флюида (рис. 12.1, *III*). Он поступает в пробоотборник, одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления (в некоторых конструкциях предусмотрена подача сигнала от манометра на поверхность по кабелю). По истечении времени, отведенного на оп-

робование, давление в бурильной колонне снижают, что приводит к закрытию клапана пробоотборника и постепенному возвращению пакера в исходное состояние. Пробоотборник поднимают с помощью кабеля и захвата (овершота) на поверхность, и бурение продолжается. В некоторых случаях пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

Пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле, применяют в тех случаях, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для прослеживания изменения проницаемости по мощности пласта, определения положения водонефтяного контакта и т. п. После подъема бурильной колонны пробоотборник спускают в скважину на заданную глубину (рис. 12.2, *I*). С поверхности по кабелю в виде электрического импульса подают команду на выдвижение упорного башмака. Он прижимает к ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (рис. 12.2, *II*). Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Срабатывание гидравлической системы пробоотборника в конце исследования приводит к закрытию входного клапана емкости, в результате отобранная проба запирается, снимается избыточное давление под прижимным башмаком и под действием пружины он возвращается в транспортное положение (рис. 12.2, *III*). Пробоотборник извлекают на поверхность.

12.2. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Из экспресс-методов прямых поисков залежей нефти и газа, применяемых при исследованиях в скважине, наибольшее распространение получил метод с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб. Его применяют для испытания объектов сразу же после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку продуктивности разреза.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при освоении пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Современный пластоиспытатель представляет собой совокупность инструментов, аппаратов и приборов, скомпонованных воедино для выполнения ряда функций, необходимых при испытании пласта и проведения измерений. Пластоиспытатель существу-

Таблица 12.1. Технические характеристики комплектов испытательных инструментов

Параметр	Тип пластоиспытателя		
	КИИ-65	КИИ-95	КИИ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	65	95	146
Диапазон диаметров скважин, мм	76—109	109—150	190—295
Общая длина комплекта, м	20,0	21,6	17,8
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200
Допустимая нагрузка, кН:			
сжатия	150	300	600
растяжения	100	250	400
Допустимое внешнее давление, МПа	80	80	70
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта:			
с обычной резиной	130	130	130
с температуростойкой резиной	200	200	200

ющей конструкции называется комплектом испытательных инструментов (КИИ). Разработкой надежной конструкции КИИ в нашей стране занимались давно. Наиболее удачные конструкторские разработки относятся к середине 50-х годов, когда в УФНИИ была создана конструкция испытателя пластов с гидравлическим реле времени. Применяющиеся ныне комплекты пластоиспытателей разработаны совместно бывшими Грозненским и Уфимским нефтяными научно-исследовательскими институтами и носят название КИИ-ГрозУфНИИ. Имеется несколько типоразмеров пластоиспытателей, которые охватывают весь диапазон диаметров скважин от 76 до 295,3 мм (табл. 12.1).

В состав пластоиспытателя входят следующие основные узлы (рис. 12.3): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан (ЗПК), гидравлический испытатель пластов (ИПГ), ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр-хвостовик, опорный башмак.

Гидравлический испытатель пластов — главное звено пластоиспытателя. Он оснащен уравнительным и приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске или подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60—

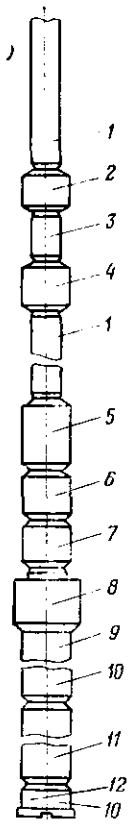
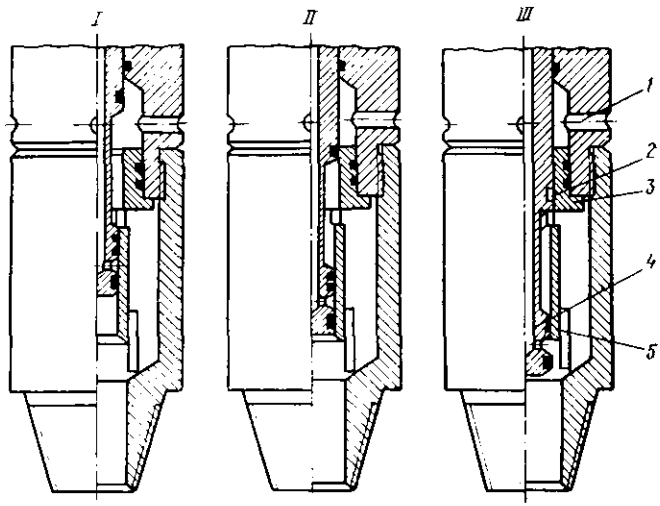


Рис. 12.3. Схема пластоиспытателя:

1 — бурильные трубы; *2* — циркуляционный клапан; *3* — глубинный манометр; *4* — запорный поворотный клапан; *5* — гидравлический испытатель пластов; *6* — ясс; *7* — безопасный переводник; *8* — пакер; *9* — фильтр; *10* — местоположение глубинных манометров; *11* — хвостовик; *12* — опорный башмак (пята)

Рис. 12.4. Этапы работы клапанов ИПГ:

1 — уравнительные каналы; *2, 3* — уплотнитель и гильза уравнительного клапана; *4* — приемный клапан; *5* — гильза приемного клапана



120 кН). По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается.

Запорный поворотный клапан закрывается вращением бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия записывается процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан вводят в комплект над запорным поворотным клапаном для возобновления циркуляции бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы давление внутри бурильной колонны на 7—10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входит также несколько глубинных манометров; их помещают в приборном патрубке и устанавливают в различных узлах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать

достоверность полученной информации об изменении давления и и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах. Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсного типа. Поршневые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. *Вместе с манометром можно применять регистрирующий термометр.*

Во время проведения исследований в скважине системами пластоиспытателя управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изоляцию интервала ствола скважины против исследуемого объекта от остальной его части, вызов притока пластового флюида *созданием депрессии на пласт, отбор проб пластового флюида* на исследование, наблюдение за восстановлением давления в подпакерной зоне.

Регистрацию эволюций давления производят автоматически в течение всего периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ-ГрозУфНИИ выполняет функции в следующем порядке:

под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб срабатывает пакерующее устройство и изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического давления столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис. 12.4, *I*);

по истечении определенного времени в результате срабатывания гидравлического реле закрывается уравнительный клапан (рис. 12.4, *II*), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 12.4, *III*). Через него подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, лишь частично заполненных жидкостью, давление под пакером резко падает до уровня гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый объект действует депрессия, провоцируя приток пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну, и даже пластового флюида. С помощью регистрирующего дебитометра можно записать изменение притока по мере заполнения колонны труб;

вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают при закрытом притоке конечную кривую восстановления давления;

на конечном этапе дают натяжку инструмента. Под воздействием натяжения закрывается приемный клапан ИПГ и некоторое время спустя открывается уравнительный клапан, восстанавливающий гидравлическую связь подпакерной зоны с надпакерной.

Таблица 12.2. Технические характеристики пластоиспытателей серии МИГ

Параметры	Тип пластоиспытателя	
	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	127	146
Диапазон диаметров скважин, мм	195—243	190—295
Общая длина комплекта, м	27,2	27,4
Общая масса комплекта, кг	5680	5440
Допустимая нагрузка, кН:		
сжатия	1250	1500
растяжения	600	700
Допустимое внешнее давление, МПа	100	—
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта:		
с обычной резиной	130	130
с термостойкой резиной	200	200

Давление в них выравнивается, и под влиянием натяжения пакер сжимается. В некоторых случаях для его освобождения приходится использовать ясс. В случае прихвата пакера или компоновки фильтра пластоиспытатель развинчивают по безопасному переводнику.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

Пластоиспытатели серии КИИ-ГрозУфНИИ имеют ряд существенных недостатков: они относятся к испытателям одноциклового действия и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; ряд узлов недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не свыше 40 МПа.

Повышение достоверности испытания связано с возможностью проведения повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ. Их техническая характеристика приведена в табл. 12.2.

Многоцикловый гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытания объекта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и контроль восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоцикловый испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевкавНИПИнефть (рис. 12.5).

Благодаря гидравлической неуравновешенности запорной гильзы, т. е. действию на нее избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении (рис. 12.6), появляется возможность многократного открытия и закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

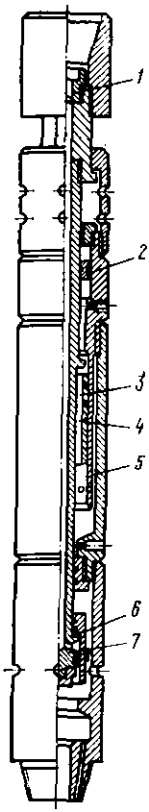
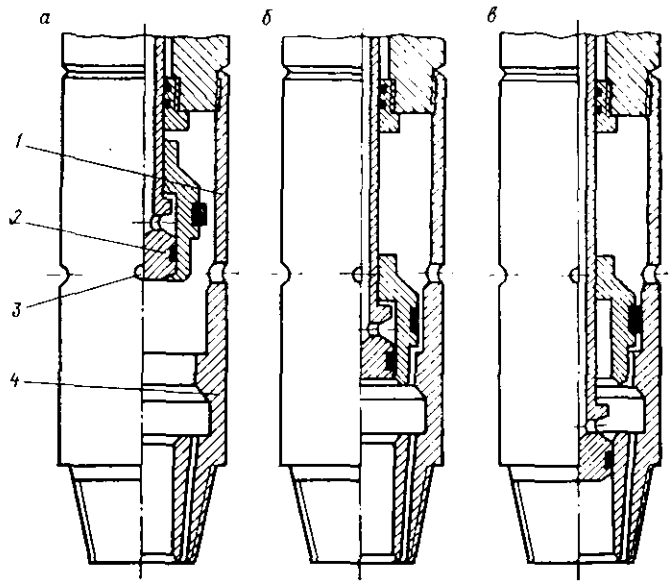


Рис. 12.5. Многоцикловый испытатель пластов ИПМ-2:

1 — сменный штуцер; *2* — подвижное уплотнение; *3* — тормозной поршень; *4* — калиброванные каналы; *5* — промежуточная гильза; *6* — запорная гильза; *7* — приемный клапан

Рис. 12.6. Схема работы клапанов испытателя пластов ИПМ-2:

а — уравнительный клапан открыт; *б* — уравнительный клапан закрыт; *в* — приемный клапан открыт; *1* — запорная гильза; *2* — приемный клапан; *3* — отверстия уравнительного клапана; *4* — нижний корпусной переводник



При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в этот период создается депрессия на пласт и осуществляется вызов притока (нижнее положение штока). При поднимании штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости внутрь бурильной колонны прерывается и давление в подпакерной зоне восстанавливается. Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана, над ИПМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет исчерпан свободный ход в раздвижном механизме.

Многоцикловый испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликсного типа МГИ-1, яссом закрытого типа, для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе сква-

жины, безопасным переводником. Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. Несмотря на то что в конструкции испытателя МИГ использованы новейшие разработки отдельных узлов, имеется еще ряд недостатков. Отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) имеют довольно сложную конструкцию, многие узлы после каждого спуска в скважину следует подвергать разборке и обязательной ревизии. Для повышения надежности инструмента необходимо упростить конструкцию узлов пластоиспытателя.

12.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ ОБЪЕКТА

Исследование нефтегазоносности объекта — весьма ответственный этап поискового и разведочного бурения. Правильная оценка нефтегазоносности и перспектив дальнейших работ определяется достоверностью полученных в результате опробования или испытания данных. Объем и достоверность информации зависят от многих факторов, и прежде всего от безопасной продолжительности цикла испытания и длительности пребывания пластоиспытателя на забое скважины, от надежности его работы и качества изоляции исследуемого интервала, т. е. от надежности пакеровки.

Основной этап исследования подразделяется на два периода: период притока и период восстановления давления. Работу пластоиспытателя в режиме притока и восстановления давления принято называть циклом испытания. Продолжительность первого периода (периода притока) зависит от проницаемости горных пород, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), свойств пластового флюида и депрессии на пласт. По истечении времени первого периода путь поступления жидкости в колонну труб перекрывают и начинается период восстановления давления в подпакерной (межпакерной) зоне, фиксируемый глубинным манометром. Регистрируют темп и характер восстановления пластового давления.

По количеству циклов испытание может быть одноцикловым и многоцикловым (чаще двухцикловым). Двухцикловое испытание обеспечивает более высокое качество и достоверность информации, чем одноцикловое. В двухцикловом испытании первый цикл играет вспомогательную роль. Его проводят для удаления глинистой корки со стенок скважины и разгрузки ПЗП от избыточного давления, сформировавшегося под действием давления бурового раствора в скважине.

В обсаженном стволе можно проводить полуторацикловое испытание. В этом случае ресурс хода часов манометра почти полностью используется для записи кривой восстановления давления на протяжении первого цикла, а затем осуществляется открытый приток флюида без регистрации давления.

Допустимая продолжительность цикла или циклов (при многоцикловом испытании) зависит в основном от условий безаварийного нахождения пластоиспытателя в скважине и от ресурса работы регистрирующих глубинных приборов. Распределение времени на приток и восстановление давления зависит от характера проявления пласта.

Интервал опробования выделяют на основании изучения геологического разреза и геолого-геофизических предпосылок. Точность определения границ интервала зависит от степени изученности разреза и задач исследования. Границы интервала исследования четче удается отбить в поровом коллекторе по сравнению с трещинным. В ряде случаев оптимальная протяженность интервала испытания находится в пределах 10—50 м. В залежах с известной мощностью нефтенасыщенной части в интервал включают всю ее протяженность по оси скважины. Достоверность получаемой информации и точность определения гидродинамических характеристик повышаются с уменьшением протяженности интервала. При необходимости интервал испытания может быть уменьшен до 1—2 м.

Обширный опыт исследования пластов с помощью пластоиспытателей подтверждает благоприятное влияние резкой депрессии на пласт. Глубокая депрессия способствует интенсивному удалению глинистой корки, восстановлению проницаемости призабойной зоны пласта, подвергшейся отрицательному воздействию фильтрата бурового раствора, и вызывает активизацию нефтепроявления из отдельных линз в окрестностях скважины и тонких пропластков. Наиболее благоприятные условия создаются в тех случаях, когда депрессия в 3 раза превышает репрессию на пласт при вскрытии. При депрессии ниже 10 МПа снятие блокирования ПЗП может быть неэффективным. С точки зрения притока нефтегазового составляющего пластового флюида положительное влияние оказывает такая депрессия, которая вызывает турбулентный режим течения флюида в пласте. Таким образом, с учетом устойчивости горных пород исследуемого объекта, предельно допустимого перепада давления на пакере и допустимых давлений смятия для бурильных труб необходимо планировать максимально возможную депрессию на пласт.

Наиболее распространенная причина неудачных испытаний — негерметичность пакеровки. Надежность работы пакера зависит от правильности определения места его установки и правильности подбора наружного диаметра пакерующего элемента. Для установки пакера подбирают интервал, представленный монолитными малопроницаемыми устойчивыми породами. Протяженность интервала установки пакера $l_и$ зависит от погрешности замера глубины ствола скважины по каротажному кабелю и определяется по формуле

$$l_и \geqslant \varepsilon H_{пак} + 2, \qquad (12.1)$$

где ε — относительная погрешность замера глубины скважины по каротажному кабелю $H_к$ и по бурильной колонне $H_т$,

$$\varepsilon = 1 - (H_т/H_к); \qquad (12.2)$$

$H_{пак}$ — глубина установки пакера.

Минимальная протяженность участка установки пакера не должна быть менее 4 м.

Правильный подбор диаметра пакерующего элемента означает определение наибольшей возможной его величины, при которой пластоиспытатель свободно проходит по стволу скважины. Соотношение диаметра ствола скважины в зоне пакеровки и диаметра пакерующего элемента характеризуется коэффициентом пакеровки

$$\gamma = d_с/D_{пак}, \qquad (12.3)$$

где $d_с$ — диаметр скважины, м; $D_{пак}$ — наружный диаметр пакерующего элемента в исходном состоянии, м.

Чем меньше значение коэффициента пакеровки γ, тем выше герметичность пакеровки и надежность работы пакера. Оптимальные значения коэффициента пакеровки находятся в пределах от 1,10 до 1,12.

Необходимая сжимающая нагрузка на пакер при его срабатывании (деформировании) может быть подсчитана по формуле

$$G_{пак} = 3E_у S_0 (\gamma_{пак} - 1), \qquad (12.4)$$

где $G_{пак}$ — осевая нагрузка на пакерующий элемент для его деформирования, Н; $E_у$ — условный модуль упругости материала пакерующего элемента, Па ($E_у$=9,4 МПа); S_0 — поперечное сечение пакерующего элемента в исходном состоянии, м^2.

Таблица 12.3. Размеры и характеристики пакеров серийных и индивидуального изготовления

Диаметр скважины (по долоту), мм	Пакер нормальной проходимости (γ = 1,10÷1,12)			Пакер повышенной устойчивости (γ = 1,08)			Пакер повышенной проходимости (γ= 1,14)		
	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа
98	87	30	30	90*	30	45	83*	40	20
132	120*	40	28	127*	30	45	115*	50	17
140	127*	40	25	135	30	45	123*	50	18
145	135	40	30	140*	40	45	127*	60	16
190	173*	70	30	180	50	45	167*	90	16
214	195	90	26	202*	70	38	188*	110	18
243	220	120	25	230*	90	40	210*	160	15
295	270	160	28	280*	110	40	258*	200	14

* Пакеры индивидуального изготовления.

Размеры и характеристики пакеров приведены в табл. 12.3.

Общую продолжительность T цикла работы пластоиспытателя в скважине определяют по допустимому времени безаварийного нахождения инструментов в открытом стволе скважины и по ресурсу работы регистрирующих скважинных приборов (манометр, термометр). *Продолжительность безопасного оставления* пластоиспытателя в открытом стволе от 30 мин до нескольких часов. При испытании в обсаженном стволе фактор устойчивости стенок скважины отпадает.

Задача правильного распределения времени по периодам открытого притока и восстановления давления представляет определенную трудность, так как требует некоторых предварительных сведений о свойствах и насыщении объекта. В связи с этим иногда приходится проводить несколько последовательных испытаний, чтобы лучше приспособиться к режиму притока.

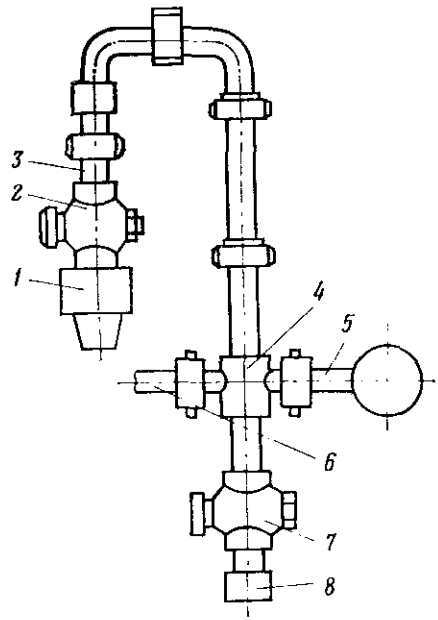


Рис. 12.7. Контрольная головка-вертлюг:
1 — переводник к ведущей трубе; *2* — пробковый кран; *3* — соединительный переводник; *4* — крестовина; *5* — разделитель к манометру; *6* — отвод; *7* — пробковый кран; *8* — соединительный переводник

Схему оборудования устья скважины при испытании разрабатывают в зависимости от ожидаемого притока и давления на устье. В простейшем случае, когда нет опасности выброса, сверху к колонне труб подсоединяют ведущую трубу, а трубопровод для удаления поступившего на устье флюида подсоединяют к отводу на стояке или к выкидной линии бурового насоса. При этом используют элементы гидравлической обвязки из комплекта цементировочного агрегата. Если устье скважины оборудовано превентором, он закрывается на колонне труб.

Более удобно использовать на устье контрольную головку-вертлюг с манифольдом (рис. 12.7). Такая головка-вертлюг облегчает *подсоединение устьевых контрольных приборов, отбор проб на* устье при испытании, подключение цементировочного агрегата.

Более сложную схему обвязки применяют при испытании пластов с высоким пластовым давлением.

Программу испытания объекта разрабатывают заблаговременно на основании имеющихся исходных данных в зависимости от того, испытывается ли объект в открытом или в обсаженном стволе.

Испытание объекта в открытом стволе включает такие работы, как: подготовка ствола скважины к испытанию, проверка и подготовка комплекта испытательных инструментов, спуск пластоиспытателя в скважину, осуществление мероприятий по обеспечению герметичности колонны труб, оборудование устья скважины, проведение испытания (пакеровка, вызов притока, закрытие запорного поворотного клапана, запись кривой восстановления давления, распакеровка, снятие пластоиспытателя с места), подъем пластоиспытателя, отбор пробы пластового флюида.

Испытание в открытом стволе скважины вызывает временный перерыв в нормальном процессе бурения и прекращение циркуляции промывочной жидкости. В связи с этим скважина должна быть подготовлена к испытанию таким образом, чтобы в течение цикла испытания в ней, несмотря на отсутствие циркуляции, не возникла аварийная ситуация, угрожающая прихватом находящегося в скважине инструмента.

Технологический режим бурения при подходе к исследуемому объекту должен способствовать сохранению номинального диаметра ствола скважины. В последнем рейсе подготовляют забой для установки пластоиспытателя. Перед спуском пластоиспытателя проводят ревизию и техобслуживание наземного оборудования, чтобы предупредить поломки и отказы. До спуска необходимо иметь также сведения о плотности бурового раствора в скважине, нагрузке на крюке при спущенной колонне труб, снижении веса на крюке при пакеровке и ряд других сведений.

Спуск пластоиспытателя осуществляют плавно без толчков и рывков. Если при спуске возникают прихваты (посадки) инструмента, необходимо быстро разгрузить инструмент, приподнять его на 1—2 м и освободить для прохождения суженного участка ствола скважины. Длительность посадки не должна превышать 30 с во избежание преждевременного открытия впускного клапана пластоиспытателя. Особую заботу при спуске инструмента надо проявлять об обеспечении герметичности колонны труб. Резьбовые соединения труб должны быть хорошо смазаны и уплотнены пеньковой веревкой. Первые две-три трубы заполняют качественным глинистым раствором, а затем в спускаемую колонну периодически доливают жидкость с тем, чтобы к концу спуска жидкость заполнила колонну до уровня, предусмотренного для создания депрессии на пласт. Герметичность колонны в процессе спуска контролируют по нагрузке на крюке и интенсивности излива раствора из скважины.

После спуска инструмента в скважину верхний конец колонны должен находиться над ротором на высоте 2—3 м. Последнюю

трубу, подсоединяемую к колонне, заблаговременно оборудуют отводами. После ее навинчивания на колонну устье оборудуют по принятой схеме.

Перед тем как приступить к пакеровке, измеряют вес подвешенного инструмента на крюке и вычисляют остаточную нагрузку на крюке при пакеровке. Разгружая часть веса колонны труб на забой, создают нагрузку на пакер.

После пакеровки под действием той же нагрузки перепускной клапан закрывается, а впускной открывается. В это время контролируют качество пакеровки по уровню жидкости в стволе скважины: если он сохраняет свое положение, пакеровка надежная; резкое его снижение свидетельствует об отсутствии изоляции подпакерного пространства от скважины — в этом случае приходится принимать меры для повторной пакеровки.

После открытия впускного клапана в колонну труб начинает поступать пластовый флюид, при интенсивном проявлении пласта на устье может наблюдаться излив жидкости, залитой в колонну, и даже пластового флюида. О поступлении жидкости в колонну можно судить по вытеснению из нее воздуха. По истечении времени открытого притока вращением ротора закрывают запорный поворотный клапан и в таком состоянии пластоиспытатель оставляют в покое для записи кривой восстановления давления.

Завершив цикл испытания, к инструменту прилагают усилие натяжения, на 10—15 %, превышающее первоначальную нагрузку на крюке. Под действием сил растяжения открывается уравнительный клапан, давление в подпакерной зоне резко возрастает до гидростатического в стволе скважины, перепад давления на пакере исчезает и пакер возвращается в исходное положение. В некоторых случаях для снятия пакера приходится прилагать более значительные усилия или принимать дополнительные меры.

После освобождения пакера инструмент поднимают из скважины. При подъеме колонны через каждые две — пять свечей отбирают пробы жидкости на анализ. Если в скважине проявление было интенсивным и колонна труб заполнена пластовым флюидом, его можно вытеснить через циркуляционный клапан в затрубное пространство и пробу отобрать у устья из потока.

Из поднятого на поверхность пластоиспытателя извлекают глубинные манометры и на диаграммах давления делают документальные записи о дате проведения испытания и интервале испытания. Из пробоотборника отбирают пробу пластового флюида и направляют ее в лабораторию на анализ. В лаборатории определяют компонентный состав пробы, физические свойства пробы и компонентов, количество и состав газа в пробе.

12.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА ПО ДИАГРАММЕ

Основной документ, получаемый в результате работы пластоиспытателя в скважине,— диаграмма давления глубинного регистрирующего манометра. Обычно в комплект пластоиспытателя включают несколько глубинных манометров. Один из них, называемый трубным, размещают выше запорного поворотного клапана в промежутке между ним и циркуляционным клапаном. Основной манометр (забойный) размещают ниже фильтра за глухим переводником. Для надежности его показания дублируют дополнительным манометром, который помещают либо вместе с основным, либо в фильтре. В некоторых случаях его устанавливают выше безопасного переводника под гидравлическим испытателем, чтобы в случае необходимости извлечь из скважины после разъединения безопасного переводника. Места размещения манометров показаны на рис. 12.3.

Полную информацию о надежности пластоиспытателя и работе пласта на разных этапах испытания получают с двух манометров — забойного и трубного.

Забойный манометр регистрирует полную картину изменения давления в стволе скважины против фильтра, в промежутке времени между пакеровкой и снятием пакера забойный манометр фиксирует изменение давления в подпакерной зоне, т. е. на всех этапах испытания пласта. Его показания относят к верхней отметке проницаемой части испытуемого интервала или к глубине установки пакера.

Трубный манометр позволяет контролировать герметичность колонны труб, давление долива в колонну и изменение давления в колонне в период открытого притока. Его показания относят к глубине расположения в стволе скважины забойного штуцера или гидравлического испытателя пластов.

Для регистрации давления используют бланк шириной 60 мм и высотой 120 мм. Его заправляют в каретку, которая у манометров поршневого типа совершает один полный оборот за 1 ч или за 4 ч. Ресурс работы часового механизма от 8 до 24 ч. Таким образом, на один бланк на протяжении испытания показания манометра записываются многократно (рис. 12.8).

Геликсные манометры имеют несколько иную систему регистрации давления. В них каретка с закрепленным бланком перемещается часовым механизмом с помощью винтовой пары с постоянной скоростью вдоль оси, а перо наносит поперечные метки. Ресурс часового механизма геликсного манометра может доходить до 72 ч.

Тотчас после извлечения из КИИ технолог тщательно проверяет диаграммы давления, записанные глубинными манометрами. Он должен сделать заключение о качестве испытания, его завершенности и необходимости повторного испытания.

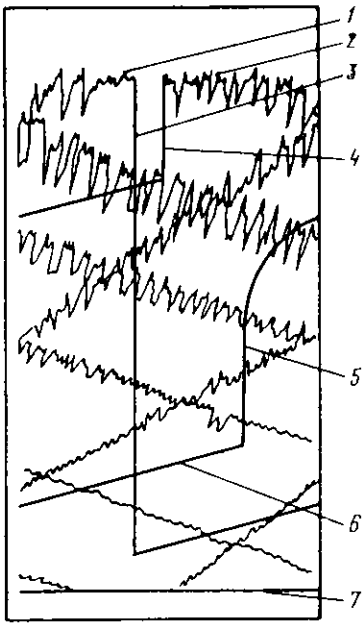
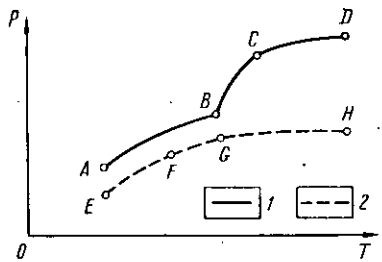


Рис. 12.8. Пример диаграммы, записанной с помощью глубинного манометра поршневого типа МГП-3М при испытании пласта:

1 — гидростатическое давление в скважине до испытания; *2* — гидростатическое давление после испытания; *3* — открытие приемного клапана; *4* — открытие уравнительного клапана; *5* — кривая восстановления забойного давления; *6* — приток; *7* — начало отсчета давления (нулевая линия)

Рис. 12.9. Точки замера давления на диаграммах, записанных забойным и трубным манометрами:

1 — забойный манометр; *2* — трубный манометр



Прежде чем приступить к анализу данных глубинного манометра и расчету по нему характеристик пласта (или исследуемого интервала), проводят предварительную обработку диаграммы и по ней строят развернутый график изменения давления во времени $p=f(t)$. Для удобства расшифровки диаграмм используют компаратор.

На развернутом графике $p=f(t)$, построенном по диаграмме давления, записанной забойным манометром, отражаются все этапы и фактические режимы испытания.

В обработке диаграмм давления, записанных глубинными манометрами, практически применяют два метода: обработку диаграмм по экспресс-методу и камеральную обработку.

Экспресс-метод позволяет сразу же после проведения испытаний в полевых условиях оценить наиболее важные гидравлические характеристики исследуемого объекта: пластовое давление $p_{пл}$, Па; коэффициент гидропроводности испытанного интервала kh/μ (k — средний коэффициент проницаемости, м^2; h — мощность интервала, м; μ — вязкость пластовой жидкости, Па·с); потенциальный коэффициент продуктивности пласта $\eta_{пот}$, м^3/(сут×МПа); средний фактический коэффициент продуктивности пласта при испытании $\bar{\eta}_ф$, м^3/(сут·МПа); средний коэффициент призабойной закупорки и коэффициент призабойной закупорки в конце притока.

По экспресс-методу обрабатывают диаграммы, записанные забойным и трубным манометрами. С этих диаграмм на участках притока и восстановления давления снимают показания в нескольких характерных точках (рис. 12.9).

Участки AB и EG записаны в период открытого притока, а участки BD и GH — на протяжении восстановления давления. На кривую BD наносят промежуточную точку C, на линию EG — точку F. Положение точек C и F на диаграмме выбирают произвольно, но с таким расчетом, чтобы каждая отстояла от последней точки (D и G соответственно) на расстоянии, соответствующем в масштабе времени 1—5 мин, а разность давления в конечной и указанной точках превышала чувствительность глубинного манометра.

Для каждой из указанных на рис. 12.9 точек по диаграммам определяют координаты давления и времени и с помощью тарировочных таблиц переводят в единицы давления и времени.

Точки	A	B	C	D	E	F	G
p	p_0	$p_к$	p_1	p_2	p_0'	p_3	p_4
T	T_0	$T_к$	T_1	T_2	T_0'	T_3	T_4

На основании приведенных данных с использованием расчетных формул определяют основные характеристики:

средний дебит притока (м³/с)

$$\bar{q} = \frac{(p_4 - p_0')\, S_{тр}}{(T_4 - T_0')\, \rho}, \tag{12.5}$$

где $S_{тр}$ — площадь поперечного сечения внутреннего канала труб, м²; ρ — плотность поступающей в трубы жидкости, кг/м³;

конечный дебит притока (м³/с)

$$q_к = \frac{(p_4 - p_3)\, S_{тр}}{(T_4 - T_3)\, \rho}; \tag{12.6}$$

коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{183\bar{q}10^8}{(p_2 - p_1)}\left(\lg\frac{T_к + T_1}{T_1} - \lg\frac{T_к + T_2}{T_2}\right); \tag{12.7}$$

пластовое давление (Па)

$$p_{пл} = p_2 + 183 \cdot 10^3 \frac{\bar{q}\mu}{kh} \lg\frac{T_к + T_2}{T_2}; \tag{12.8}$$

средний коэффициент продуктивности (м³/Па·сут)

$$\bar{\eta}_ф = 0{,}864\, \frac{\bar{q}}{p_{пл} - \dfrac{p_к - p_0}{2}}; \tag{12.9}$$

потенциальный коэффициент продуктивности (м³/Па·сут)

$$\eta_{пот} = 0{,}864\ \frac{kh}{\mu}; \qquad (12.10)$$

средний коэффициент призабойной закупорки

$$\overline{П}_з = \eta_{пот}/\overline{\eta}_ф. \qquad (12.11)$$

Предварительная оценка результатов испытания экспресс-методом позволяет сделать заключение о полноте полученной информации для характеристики объекта, о промышленной его значимости или необходимости продолжения испытаний. Промышленную значимость исследованного объекта оценивают на основании сопоставления вычисленных характеристик. Если коэффициент гидропроводности не превышает 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки равен примерно 0,5—1,5, то объект может быть отнесен к непродуктивным. Если фактический коэффициент продуктивности не превышает $0{,}01 \cdot 10^{-5}$ м³/(Па·сут), то при незначительном коэффициенте призабойной закупорки $\overline{П}_з$ испытанный объект может быть также отнесен к непродуктивным.

Если потенциальный коэффициент продуктивности превышает $0{,}01 \cdot 10^{-5}$ м³/(Па·сут) и коэффициент призабойной закупорки выше 1,5, то при благоприятных условиях (наличие признаков нефти или газа) рекомендуется провести повторные испытания.

Окончательные значения гидравлических параметров объекта испытания и его промышленную значимость устанавливают в результате камеральной обработки, которую проводят после завершения испытаний.

13. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ

Одна из важнейших современных мировых проблем — рост потребления воды, приводящий, с одной стороны, к интенсификации поиска, разведки и эксплуатации как мелких, так и глубоко залегающих месторождений подземных пресных, минеральных и термальных вод, а с другой — к истощению эксплуатируемых водоносных горизонтов, чему способствуют и работы по осушению площадей при разработке отдельных месторождений полезных ископаемых. В связи с истощением водоносных горизонтов возникла проблема инфильтрации поверхностных вод в пласт для их очистки и дальнейшего использования, а также с целью захоронения загрязненных вод. Все это в настоящее время и определяет основное назначение и типы скважин на воду (табл. 13.1), глубину их заложения и в целом объемы буровых работ.

Таблица 13.1. Типы и назначение скважин (по Д. Н. Башкатову)

Тип скважин	Вид исследований и работ
Поисково-картировочные	Поисково-съемочные работы, картирование в мелких масштабах
Разведочные	Предварительная разведка подземных вод
Разведочно-эксплуатационные	Детальная и эксплуатационная разведка подземных вод
Эксплуатационные	Водоснабжение
Водопонизительные (дренажные)	Понижение уровня подземных вод при строительстве, разработке полезных ископаемых, на сельскохозяйственных работах
Наблюдательные	Разведка подземных вод, многолетние режимные наблюдения
Нагнетательные	Захоронение промышленных стоков

При осушении месторождений полезных ископаемых используют водопонизительные скважины, оборудуемые фильтрами и погружными насосами, постоянной откачкой воды из которых обеспечивается водопонижение до требуемых отметок; водопоглощающие скважины, с помощью которых осушение достигается сбросом вод верхнего водоносного горизонта в нижний, залегающий под пластом полезного ископаемого; скважину-сквозной фильтр, служащую для осушения песчаных водоносных пород, залегающих над кровлей горной выработки более чем на 12—15 м. Из горных выработок для осушения можно использовать скважины, забивной фильтр, вакуум-фильтр и др., для осушения бортов карьеров и отвалов — вертикальные иглофильтры, а также горизонтальные скважины (дрены).

Скважины на воду могут быть одиночными или объединенными в группы.

Особый вид водозаборного сооружения — лучевой водозабор. Это устройство состоит из горизонтальных одно- или многоэтажных радиально расположенных лучей-водозаборов, по которым вода поступает в центральный водосборный колодец. Длина одного луча — от 15 до 100 м и более, а их общая длина — до 1000 м и более; средний диаметр скважины-луча — от 200 до 300 мм; диаметр водосборного колодца — от 2,2 до 7 м, глубина — от 8 до 30 м и более. Лучевые водозаборы находят применение при разведочно-эксплуатационных работах. В случае использования подземных вод для питьевого водоснабжения требования к ним устанавливаются в соответствии с действующими ГОСТ 18963—73 и 3351—74 [43].

13.1. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ

Наиболее распространенным методом разведки и эксплуатации подземных вод остается бурение скважин и колодцев. Выбор способа бурения определяют: степень гидрогеологической изученности района, цель работ, требуемая достоверность получаемой геолого-гидрогеологической информации, технико-экономические показатели рассматриваемого способа бурения, стоимость 1 м^3 добываемой воды, срок существования скважины. Зависит он также от характера водовмещающих пород и вод (напорные, уровень которых устанавливается выше глубины вскрытия, или безнапорные).

На выбор технологии бурения скважин влияют температура подземных вод, степень их минерализации и агрессивность по отношению к бетону (цементу) и железу.

В зависимости от целевого назначения и конкретных условий буровые скважины на воду сооружаются следующими способами: вращательным с прямой и обратновсасывающей промывкой; вращательным с промывкой аэрированным раствором, пеной; вращательным без промывки — шнековым и ковшовыми бурами; ударно-канатным. Бурение может производиться керновым и бескерновым способами.

В настоящее время наибольшее распространение получило вращательное бурение, производительность которого в 3—5 раз выше производительности ударно-канатного. Его рекомендуется применять в районах с изученными гидрогеологическими условиями для вскрытия артезианских (напорных) вод. Но вращательное бурение с промывкой имеет весьма существенный недостаток — может вызвать закупорку пор и трещин водоносного горизонта, что требует дополнительных затрат времени и средств на возбуждение притока воды к скважине. Однако применение специальных растворов и новой технологии вскрытия водоносных горизонтов делает данный способ бурения скважин на воду наиболее эффективным.

В районах, недостаточно изученных в гидрогеологическом отношении, с низким пластовым давлением, где сложно организовать подачу воды к установкам вращательного бурения, или там, где последнее затруднено климатическими условиями (необходимостью утепления буровых), а также при бурении скважин с большим начальным диаметром (500 мм и более) применяют ударно-механическое бурение на воду. Преимущество этого способа в том, что вскрываемые водоносные горизонты не засоряются и не кольматируются циркулирующим по скважине промывочным раствором. Наблюдение за уровнем воды в скважине в процессе бурения позволяет своевременно обнаружить водоносный горизонт. Погрешность в установлении водоносного горизонта этим способом составляет ±0,5—1 м. При этом легко устанавливаются все вскрываемые водоносные горизонты, обеспечивается высокое качество

опробования водоносного пласта. Ударно-механический способ позволяет получить бо́льшие дебиты, чем вращательный способ с промывкой глинистым раствором.

К недостаткам способа можно отнести: большой расход обсадных труб (что объясняется малой величиной выхода последующей колонны из-под башмака предыдущей, обычно составляющей 25—30 м, а при специальных способах посадки труб — до 50—70 м); относительно малые глубины бурения; низкие техническую и коммерческую скорости бурения; высокую стоимость 1 м бурения; опасность уплотнения пород в зоне водоносного горизонта при неправильно выбранной технологии бурения, что может повлиять на снижение дебита скважины.

При сооружении скважин на воду с помощью ударно-канатного станка проводят следующие операции: разрушение породы на забое, чистку скважины от бурового шлама и крепление стенок скважин обсадными трубами. Они разделены во времени, к тому же производительное время работы долота на забое составляет небольшую долю от времени, затрачиваемого на проходку скважины. Этим объясняются более низкие технико-экономические показатели ударно-канатного бурения по сравнению с вращательным.

Ударно-канатным способом проходят скважины начального диаметра 200—900 мм и глубиной 100—150 м.

Известны буровые установки, обеспечивающие проходку скважин роторным (с навесным вращателем) и ударным способами.

Представляют интерес работы по совмещению ударного бурения с обратновсасывающей промывкой, ударно-забивного — с обратной продувкой, а также ударно-вращательного — с системой связанных между собой пневмоударников для проходки скважин большого диаметра в скальных породах. Комбинированное бурение (ударно-канатным, шнековым и вращательным способами) обеспечивает более точное опробование водоносных горизонтов.

13.2. ВСКРЫТИЕ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН ФИЛЬТРАМИ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ

К вскрытию водоносного горизонта приступают после завершения всех работ, связанных с сооружением скважины до его кровли, т. е. после крепления этого интервала колонной обсадных труб, цементирования затрубного пространства (если в этом есть необходимость), разбуривания цементного стакана и тщательной промывки скважины для удаления продуктов цементирования и ранее применяемого бурового раствора. От правильного выбора технологии вскрытия водоносного горизонта при вращательном бурении зависят достоверность получаемой гидрогеологической информации и дебит скважины. На эффективность вскрытия водо-

носного горизонта влияют тип и способ установки фильтра в скважине, способ и режим промывки, вид очистного агента.

Под фильтром обычно понимают специальное устройство, устанавливаемое в скважине против водоносного горизонта, которое обеспечивает свободный доступ внутрь скважины чистой, без примесей, воды и одновременно предохраняет ствол скважины от обрушения. Фильтры устанавливают только в неустойчивых породах. В скважину опускают фильтровую колонну, состоящую из надфильтровой части, собственно фильтра (рабочей части) и отстойника с пробкой. Отстойник служит для осаждения прошедших через рабочую часть фильтра частиц породы.

Все существующие фильтры можно разделить на дырчатые, или щелевые, сетчатые, гравийные и гравитационные. Для различных водоносных горизонтов рекомендуется подбирать фильтры в соответствии с СНиП-II-31—74 (табл. 13.2).

Выбор конструкции фильтра производят из условия, при котором его водозахватная способность (максимально допустимый дебит жидкости через фильтр) превышала бы ожидаемый дебит скважины.

Таблица 13.2. Область применения фильтров

Водоносные породы	Применяемые фильтры
Полускальные неустойчивые, щебенистые и галечниковые породы с преобладающей крупностью частиц щебня и гальки от 20 до 100 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, стержневые
Гравий, гравелистый песок с крупностью частиц от 1 до 10 мм с преобладающей крупностью частиц от 2 до 5 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки или из штампованного стального листа; стержневые с обмоткой проволокой из нержавеющей стали или из штампованного листа
Пески крупные с преобладающей крупностью частиц 1—2 мм, более 50 %	Трубчатые с щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки, штампованного листа или сетки квадратного плетения; стержневые с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки, стального штампованного листа или сетки квадратного плетения
Пески средние с преобладающей крупностью частиц 0,25—0,5 мм, более 50 %	Трубчатые и стержневые из сетки гладкого (галунного) плетения; трубчатые и стержневые с однослойной гравийной обсыпкой (гравийные)
Пески мелкие с преобладающей крупностью частиц 0,1—0,25 мм, более 50 %	Трубчатые и стержневые с одно-, двух- или трехслойной песчаной или песчано-гравийной обсыпкой (гравийные), блочные

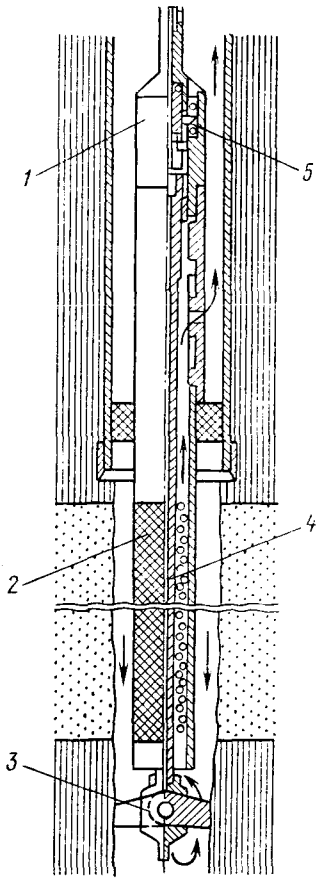


Рис. 13.1. Схема установки фильтра:

1 — отсоединитель; *2* — фильтровая колонна; *3* — долото-расширитель; *4* — бурильные трубы; *5* — упорный подшипник

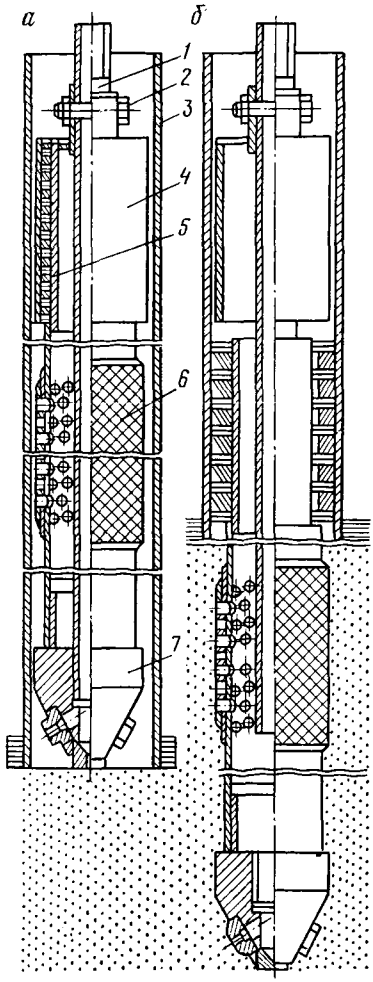


Рис. 13.2. Схема спуска фильтра с размывом и расхаживанием:

а — до установки фильтра; *б* — после установки фильтра; *1* — бурильные трубы; *2* — винт; *3* — обсадные трубы; *4* — кожух; *5* — сальник; *6* — фильтр; *7* — гидромониторная насадка

Скважины можно оборудовать фильтрами как одновременно с процессом вскрытия водоносного горизонта, так и последовательно — вначале вскрывают водоносный пласт, затем устанавливают фильтр.

Вскрытие водоносного горизонта с одновременной установкой фильтра обычно применяют, когда водоносный горизонт представлен мелкими и среднезернистыми песками, в том числе и глинистыми; это можно осуществлять гидромеханическим, гидравлическим и другими способами.

Гидромеханический способ основан на использовании специальных долот-расширителей лопастного типа (рис. 13.1). Спускаемый в скважину фильтр подвешивают с помощью переходника-отсоединителя на бурильных трубах, и при спуске последних он не вращается. Разбуриваемая долотом-расширителем порода выносится из скважины водой по зафильтровому пространству или по фильтровой трубе (при использовании специального сальника). Бурильные трубы соединяются с отсоединителем полым поршнем с помощью заклепок. После установки фильтра в скважине на поршень сбрасывают шаровой клапан, и под давлением промывочной жидкости заклепки срезаются. При подъеме долота вместе с бурильными трубами лопасти долота складываются при упоре их в башмак отстойника.

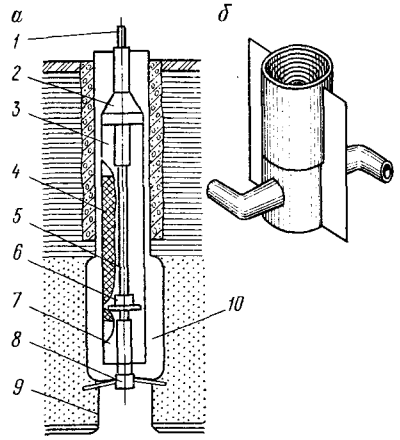


Рис. 13.3. Схема гидротурбинного способа установки фильтра:

а — схема установки фильтра: *1* — бурильная труба; *2* — левый переходник; *3* — надфильтровая труба; *4* — фильтр; *5* — труба; *6* — центратор; *7* — отстойник фильтра; *8* — гидравлический турбинный расширитель; *9* — первоначальный диаметр скважины; *10* — расширенный интервал скважины; *б* — гидротурбинный расширитель

Гидравлический способ можно осуществлять традиционным гидроразмывом, дополнительно с расхаживанием фильтровой колонны или с применением гидравлического турбинного расширителя.

При посадке фильтра с расхаживанием надфильтровую трубу оборудуют самоуплотняющимся сальником, снабженным плоской пружиной, прижимающей его к внутренней поверхности эксплуатационной колонны труб. Спуск и расхаживание фильтра проводят с помощью бурильных труб, связанных через резьбовой (левый) соединитель с гидромониторной насадкой. При этом сальник закрыт цилиндрическим кожухом, который извлекают вместе с бурильными трубами из скважины после окончания всех работ по установке фильтра (рис. 13.2).

Гидротурбинный расширитель применяется в рыхлых песках под гравийную обсыпку. Фильтровую колонну спускают в скважину на бурильных трубах при одновременной работе расширителя. Выход его из-под башмака отстойника должен быть не более чем на 0,25 м (рис. 13.3, *а*). Вода, поступающая в расшири-

тель, размывает стенки скважины в зоне водоносного горизонта, образуя искусственную камеру. После установки фильтра в зафильтровое пространство (камеру) загружают песчано-гравийный материал. Бурильные трубы отсоединяют от фильтра с помощью левого переходника, после чего вместе с гидротурбинным расширителем их извлекают из скважины.

При большой глубине скважин и вскрытии водоносного горизонта, характеризующегося высоким дебитом и напором, расширитель оставляют в скважине. В этом случае переходник-отсоединитель бурильных труб устанавливают в башмаке отстойника.

Устройство гидротурбинного расширителя показано на рис. 13.3, *б*. Расширитель используют также для разглинизации фильтра. Сменой сопел добиваются изменения направления и давления струи воды, которое может достигать 4 МПа. Иногда его применяют в комбинации с двойным тампоном для усиления эффекта.

Установку фильтров в скважину после вскрытия водоносного горизонта вращательным способом с прямой и обратновсасывающей промывкой применяют для вскрытия рыхлых песчаных отложений без гравия, гальки и валунов. Сущность способа заключается в том, что вода самотеком поступает из емкости в скважину, в кольцевое пространство между колонной бурильных труб и стенками скважины и вместе с разбуренной породой отсасывается по бурильным трубам на поверхность центробежным насосом или эрлифтом. При этом сокращаются сроки освоения скважины; создание скважины большого диаметра позволяет значительно увеличить ее дебит за счет устройства надежной песчаной или гравийной обсыпки фильтра. Бурение с обратновсасывающим способом промывки обеспечивает высокие скорости проходки, особенно в рыхлых отложениях и скважинах диаметром до 600 мм. В настоящее время этим способом проходят скважины на глубину до 300 м, практически возможно бурение до глубины 500 м.

В процессе проходки поддержание пород в стенках скважины в устойчивом состоянии достигается гидростатическим давлением воды. Уровень воды необходимо все время поддерживать на отметке устья. Допустимой разностью напоров между статическим и гидродинамическим уровнями воды считается 3 м. Бурение этим способом ведут на малых частотах вращения. Запас воды определяется в основном потерей ее на фильтрацию; в среднем он устанавливается равным тройному объему скважины. Скорость движения промывочной жидкости в бурильных трубах обычно в пределах 3 м/с. Наиболее часто обратновсасывающий способ промывки обеспечивается эрлифтом.

В настоящее время глинистые растворы применяют для вскрытия водоносных горизонтов в тех случаях, когда необходимо обеспечить устойчивость водозаборной части ствола скважины. Однако при вскрытии водоносного горизонта вращательным спосо-

бом с промывкой возможна кольматация (закупорка) пласта вследствие проникновения в пласт вместе с водой тонких твердых частиц, которые могут адсорбироваться породой продуктивного пласта или механически ею удерживаться; образования глинистой корки на стенках скважины в зоне водоносного горизонта; проникновения фильтрата раствора в пласт. Это вызывает снижение дебита скважины и требует дополнительных работ по удалению продуктов кольматанта из пор и трещин водоносного горизонта. Поэтому важно определить требования как к глинистому материалу, используемому для получения промывочных растворов, так и к параметрам последних.

Известно, что кольматация песков определяется происходящими на границе раздела частиц глины и песка процессами физического и химического поглощения глинистого материала песком. Взаимодействие песков и глин можно оценить по показателю адсорбционной способности глин (методика Е. М. Сергеева). Только снижением величины данного показателя может быть уменьшена степень адсорбции глин на песке, что облегчит удаление кольматирующего глинистого материала из пласта при его разглинизации. Это связано также с минеральным составом глин, который определяет глубину проникновения раствора в пласт. В. М. Алексеев по глубине проникновения глинистых частиц в мелкозернистый песок расположил глины в следующий ряд: монтмориллонитовые, полиминеральные (в основном гидрослюды), каолиновые в отношении 20 : 10 : 5 см, объясняя наибольшее проникновение монтмориллонитовых глин высокой степенью их дисперсности. В то же время, если в обменном комплексе глин находятся преимущественно ионы кальция, то такие частицы легче и с большей прочностью адсорбируются на поверхности песчаных частиц. При замене же Ca^{2+} на Na^{+} мощность диффузного слоя вокруг глинистых частиц резко увеличивается. Силы взаимодействия между песчаными и глинистыми частицами уменьшаются, и последние легче могут быть вынесены потоком воды из песка. Таким образом, для вскрытия водоносного горизонта рационально применять бентонитовые глины с высоким содержанием минерала монтмориллонита, в обменном комплексе которых были бы преимущественно ионы натрия.

Для уменьшения расстояния и интенсивности проникновения жидкости в пласт необходимо снижать плотность раствора и увеличивать его структурные показатели.

Плотность раствора можно снижать, используя высокосортные бентонитовые глинопорошки с расходом их на 1 $м^3$ раствора до 5 %. Другой способ уменьшения плотности раствора — его аэрация. Хотя аэрированные растворы и характеризуются высокой степенью проникновения фильтрата и твердой фазы в пласт, последняя легче выносится из пород водоносного горизонта. Для снижения проникновения аэрированных растворов следует при-

менять ПАВ, обладающие меньшими смачивающими свойствами по отношению к породе продуктивного горизонта.

Промывочная жидкость должна иметь достаточное для разных по размерам пор и трещин начальное статическое напряжение сдвига $СНС_1$ и обладать низкими тиксотропными свойствами, т. е. $СНС_1 \approx СНС_{10}$, с тем, чтобы облегчить работы по удалению гелеобразного материала раствора из пласта при его разглинизации.

При вскрытии проницаемых пород водоносного горизонта на стенках скважины формируется глинистая корка. Установлено, что в течение первых 10—15 мин резко снижается проницаемость — до 50—30 %, для пород с начальной проницаемостью 0,1—0,5 мкм^2 и до 25—20 %, с проницаемостью до 1—2 мкм^2. Глинистая корка на стенках скважины препятствует проникновению твердой фазы в пласт, хотя фильтрация дисперсионной среды может продолжаться. Фильтрат раствора, попадая в пласт, может изменять межкристаллические и внутрикристаллические расстояния глинистых пород водоносного горизонта, особенно при определенном pH фильтрата.

Толщина формирующейся на стенках скважины глинистой корки зависит от показателя фильтрации раствора и скорости движения его в скважине. Удаление глинистой корки при разглинизации тем труднее, чем она плотнее. Твердость плотной глинистой корки у поверхности песка составляет 490—980 кПа по Бринеллю, рыхлой — 98 кПа. Для размыва плотной глинистой корки необходимо создавать высокие скорости потока жидкости, так как при $v<0{,}8$ м/с размыва корки может и не происходить. Видимо, более желательны в этом случае тонкие, но рыхлые глинистые корки.

Для сохранения большей проницаемости пласта необходимо строгое соблюдение определенного комплекса профилактических мер при вращательном бурении с промывкой. Метод вскрытия считают эффективным в том случае, если он обеспечивает наименьшую кольматацию пород водоносного горизонта.

Виды промывочных агентов, используемых для вскрытия водоносных горизонтов. В качестве циркуляционных сред используют техническую воду, малоглинистые, полимерглинистые, полимерные, безглинистые, меловые и саморазрушающиеся растворы.

При вскрытии водоносных горизонтов, представленных мелко- и среднезернистыми песками с коэффициентом фильтрации до 20 м/сут, и при глубине уровня воды от устья скважины до 3 м применяют техническую воду. Крупнозернистые и грубообломочные породы вскрываются с промывкой водным раствором гипана (3—5 %); плотность такого раствора (1,02—1,06) $\cdot 10^3$ кг/м^3, а условная вязкость — до 70 с. Разнозернистые пески вскрываются с промывкой стабильным глинистым раствором, получаемым из высококачественных бентонитовых глин (4—6 %) с добавкой реагента-стабилизатора (например, 1—2 %, КМЦ и др.). Применяемые химические реагенты должны быть нетоксичными и биологи-

чески нестойкими, не взаимодействовать с пластовыми водами, а в случае взаимодействия не загрязнять и не закупоривать поры и трещины пород продуктивных горизонтов. Следует избегать применения щелочных препаратов, способствующих гидратации и диспергированию частичек глин в продуктивном горизонте и тем самым снижающих его проницаемость.

Для мелко- и разнозернистых песков с включением гравия рекомендуются меловые растворы состава: 5—30 % мела, 8—10 % УШР, 0,6—0,8 % КМЦ, имеющие плотность $(1{,}06—1{,}2) \cdot 10^3$ кг/м^3, условную вязкость от 30 до 75 с, показатель фильтрации до 2 см^3 за 30 мин. Достоинством их считается простота удаления кольматанта при солянокислотной обработке, основным недостатком — высокая стоимость по сравнению с глинистыми растворами.

Для вскрытия слабонапорных тонко- и среднезернистых песков применяют самораспадающиеся растворы, например крахмальные, содержащие модифицированный крахмал в количестве 4—5 % по массе. Они имеют плотность $(1{,}01—1{,}02) \cdot 10^3$ кг/м^3, вязкость 18—20 с и показатель фильтрации 12 см^3 за 30 мин. Крахмальный раствор разрушается за 3—4 сут или за 4—6 ч в случае дополнительной обработки призабойной зоны специальными ускорителями. Самораспадающиеся растворы обеспечивают снижение затрат времени и средств на освоение водоносного горизонта, позволяют сохранить проницаемость пород.

С той же целью применяют растворы без твердой фазы с картофельной мезгой (она содержит до 60 % крахмала и до 25 % клетчатки). Такой раствор состоит из мезги — 2,5—3 %, едкого натра — до 15 %, УЩР — до 3—6 % и имеет плотность $(1{,}02—1{,}03) \cdot 10^3$ кг/м^3, условную вязкость 30—250 с и показатель фильтрации 2—6 см^3 за 30 мин.

Начальное статическое напряжение сдвига, как правило, имеет нулевое значение. Ускоренное разрушение раствора достигается закачиванием в пласт цитологических и амилолитических ферментов (в %): амилаза 0,4—0,6, оризина ПК 0,01—0,2, циторезамина 0,1—0,4 или дигитамина 0,2—0,8.

При вскрытии трещиноватых пород применяют растворы и газожидкостные смеси; используемые для этой цели ПАВ должны быть биологически нестойкими и не вызывающими загрязнения продуктивного горизонта.

Достижение максимальной водозахватной способности скважины при вращательном бурении с промывкой возможно только при соблюдении комплекса профилактических мер и требований к приемам вскрытия водоносного горизонта и при последующем эффективном его освоении (разглинизации).

Вскрытие термальных вод. Для сооружения геотермальных скважин применяют только вращательное бурение с промывкой и реже с продувкой сжатым воздухом, аэрированным раствором, пеной.

Охлаждение промывочных растворов на поверхности обеспечивается увеличением емкости циркуляционной системы и общего количества циркулирующего раствора; защитой циркуляционной системы от прямого действия солнечных лучей; искусственным охлаждением циркулирующего раствора в градирнях (малоэффективно), в охлаждающих башнях, вентиляторами с подачей охлажденного воздуха на вибросито, машинным холодом. Температуру охлажденного раствора следует доводить до 20—30 °С.

Перед вскрытием водоносного пласта старый раствор заменяют новым. Скважину промывают водой до полного удаления шлама и кольматанта предыдущего раствора. Оптимальный расход промывочной жидкости устанавливается из расчета, что скорость восходящего потока должна быть не менее 0,7 м/с. Устье скважины оборудуют специальной противовыбросовой аппаратурой, изготовленной из противокоррозионных и термостойких материалов, по опыту работы в нефтегазовой и химической промышленности с горячими (до 300 °С) коррозионными рассолами.

Вскрытие минеральных вод. При поиске и разведке артезианских минеральных вод скважины, как правило, имеют глубину от 100 до 1000 м и более. Неглубокими скважинами вскрывают холодные железистые и радоновые воды. Скважины глубиной более 1000 м каптируют минеральные воды (сероводородные, углекислосероводородные, солянощелочные, сульфидные, азотные и др.).

Скважины часто промывают минерализованной водой того же состава, что получена из соседних скважин. На ней же готовят глинистые и другие растворы. Следует иметь в виду, что некоторые реагенты, например КМЦ, запрещается использовать на эксплуатируемых месторождениях. При бурении скважин в этих условиях предъявляются высокие санитарно-гигиенические требования к промывочным и тампонажным растворам, ко всему рабочему инструменту и оборудованию, к циркуляционной системе и т. д. Должны быть приняты меры для предупреждения поступления промывочной жидкости в эксплуатируемый водоносный горизонт, предотвращения грифонообразования и надежной герметизации устьевого оборудования скважин. В связи с этим бурильные и обсадные трубы тщательно отмывают и хлорируют перед спуском в скважину. Складировать их необходимо на специальных стеллажах.

Параметры промывочной жидкости, и в первую очередь ее плотность, выбирают с учетом пластового давления. В условиях Северного Кавказа применяют промывку скважин по методу сбалансированного давления, т. е. при равенстве гидростатического и пластового давлений.

Вскрытие водоносных горизонтов в районах распространения многолетней мерзлоты. В районах Крайнего Севера и Северо-Востока СССР водозаборы на глубокозалегающие подмерзлотные воды сооружают с помощью буровых скважин пока еще редко.

При необходимости рекомендуются вращательный, ударный и пневмоударный способы.

В качестве промывочной среды используют безглинистые и глинистые растворы с противоморозными добавками, а также аэрированные растворы и пены. Безглинистые низкотемпературостойкие промывочные жидкости состоят из водного полимера (полиакриламида ПАА, гипана, модифицированного крахмала КР, карбоксилметилцеллюлозы КМЦ-500) с противоморозной добавкой NaCl. Пример раствора (состав в %): ПАА 4+NaCl 10 или ПАА 8+NaCl 6. Меняя содержание ПАА, можно регулировать вязкость водного полимерсолевого раствора. Температура его замерзания составляет —7 °С.

Водоносный горизонт следует вскрывать только с применением крахмально-солевых растворов.

Глинистые растворы рационально готовить из высокосортных глинопорошков с расходом их на 1 м^3 не более 40—70 кг. В качестве противоморозной добавки в раствор следует вводить кальцинированную соду. Для стабилизации такого раствора необходимо применять 1,5—2 % КМЦ или 1—3 % КССБ. В последнем случае можно получить аэрированный малоглинистый низкотемпературостойкий раствор. Возможный состав его (в %): глинопорошок 6, кальцинированная сода 10, КМЦ 2. Параметры раствора: плотность $1{,}13 \cdot 10^3$ кг/м^3; условная вязкость 29 с; показатель фильтрации 4 см^3 за 30 мин; толщина корки 0,2 мм; предельное значение статического напряжения сдвига за 1 и 10 мин 0,2—0,6 Па; температура замерзания —3,6 °С.

При бурении с пеной степень аэрации воды с противоморозной добавкой NaCl составляет 100—300, количество вводимого ПАВ не превышает 0,5÷1 %. В качестве поверхностно-активного вещества используют композиции неионогенного вещества с анионактивным, например синтанол с сульфонолом, реже применяют одно неионогенное или анионактивное ПАВ. При использовании одного анионактивного ПАВ расход его должен быть увеличен. Использование ПАВ при вскрытии водоносного горизонта возможно только в том случае, если нет особых ограничений на их применение.

В остальном технологию бурения выбирают в полном соответствии с типом пород и применяемого породоразрушающего бурового инструмента.

13.3. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА ВОДУ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ИХ УСТЬЯ

Скважины на воду могут быть фильтровыми и бесфильтровыми при соотношении примерно 1 : 1.

Фильтровые скважины применяют в неустойчивых рыхлых и скальных породах. Фильтр устанавливают в скважине с таким рас-

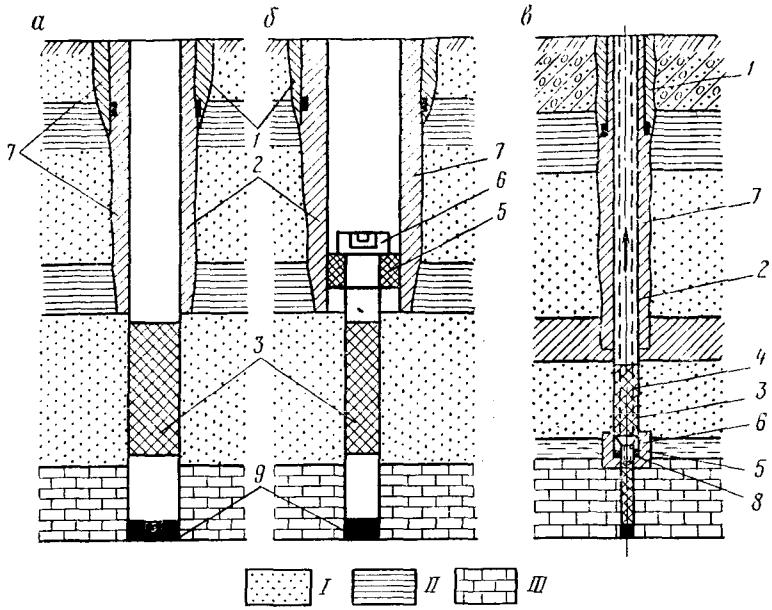


Рис. 13.4. Схема конструкции фильтровой колонны:

1 — кондуктор; *2* — эксплуатационная колонна; *3* — фильтр; *4* — вспомогательная временная колонна; *5* — сальник; *6* — муфта с левой резьбой; *7* — затрубное цементирование; *8* — подбашмачное цементирование; *9* — пробка; *I* — песок; *II* — глина; *III* — известняк

четом, чтобы его рабочая часть была удалена от породы в кровле и подошве водоносного горизонта на 0,5—1,0 м. При мощности последнего до 10 м длину его рабочей части выбирают равной мощности пласта. Длину отстойника — глухой трубы или трубы со специальными вырезами — принимают не менее 2 м.

Конструкция фильтровой скважины определяется в основном целевым назначением и гидрогеологическими условиями: глубиной скважины, уровнем воды в ней, размерами и конструкцией фильтра. Однако конкретные ее параметры — число колонн обсадных труб (одно- или многоколонная), их диаметры и глубины спуска — зависят от ряда факторов: типа водоподъемного насоса, способа бурения, числа вскрываемых водоносных горизонтов, способа крепления и материала используемых обсадных труб, необходимости цементирования затрубного пространства колонн обсадных труб, возможного срока службы данной скважины. Наиболее распространены конструкции фильтровых скважин с надфильтровой трубой, выходящей на поверхность (рис. 13.4, *а*), или устанавливаемой «впотай» (рис. 13.4, *б*), а также конструкции, представляющие собой комбинацию указанных типов (рис. 13.4, *в*).

Надфильтровая труба, выходящая на поверхность, может выполнять роль эксплуатационной колонны. При необходимости цементирования затрубного пространства используют метод манжетного цементирования. Наличие дополнительной промежуточной колонны определяется сложностью геологического разреза, необходимостью изоляции вышерасположенного горизонта и т. д. По такому типу чаще всего строят скважины-иглофильтры, гидронаблюдательные скважины, поисково-разведочные и эксплуатационные, в которых не предполагается установка водоподъемных насосов большого диаметра.

Одноколонная конструкция рекомендуется, как правило, когда срок службы скважин не превышает 10—15 лет.

Надфильтровую трубу устанавливают «впотай» в эксплуатационной колонне (см. рис. 13.4, *б*). Такие скважины чаще применяют для водоснабжения, орошения, осушения и т. д. В них можно разместить водоподъемные насосы с большой подачей, имеющие большие поперечные размеры. Данная конструкция обеспечивает более легкую замену старого фильтра новым. Цементирование затрубного пространства эксплуатационной колонны при необходимости может быть произведено методом одной или двух пробок, при цементировании только нижней ее части используют метод заливочных трубок.

Комбинированную конструкцию применяют тогда, когда необходимо эксплуатировать одновременно несколько водоносных горизонтов.

Вообще конструкции скважин на воду разнообразны и должны в каждом конкретном случае учитывать все гидрогеологические условия, быть технологически осуществимыми и экономичными.

Конечный диаметр скважин на воду определяется типом фильтра и его наружным диаметром, который может быть найден по формуле С. К. Абрамова

$$D_ф = 117{,}58 \frac{Q}{l_р \sqrt[3]{k_ф}}, \qquad (13.1)$$

где $D_ф$ — наружный диаметр фильтра, мм; Q — дебит скважины, м^3/ч; $l_р$ — длина рабочей части фильтра, м; $k_ф$ — коэффициент фильтрации, м/сут.

При мощности водоносного горизонта более 5 м диаметр фильтра можно определить по формуле

$$D_ф = aQ/l_р, \qquad (13.2)$$

где a — опытный коэффициент, зависящий от характера породы и коэффициента фильтрации (табл. 13.3). Для значений $k_ф$, отличных от приведенных, величину a следует находить путем интерполяции.

Таблица 13.3

Порода	Коэффициент фильтрации, м/сут	Коэффициент a
Песок:		
мелкозернистый	2—5	90
среднезернистый	5—15	60
крупнозернистый	15—30	50
Гравий	30—70	30

Скважины с водоприемной частью в виде дырчатых или сетчатых фильтров без обсыпки их гравием имеют минимальный конечный диаметр. При применении фильтров с гравийной засыпкой конечный диаметр скважин увеличивается на 50—100 мм и более по сравнению со скважинами, оборудованными фильтрами других конструкций.

В некоторых случаях конструкция скважины определяется типом, размерами и местом установки водоподъемного оборудования, используемого для опытных откачек и водопонижения. Для этого применяют поверхностные и погружные (глубинные артезианские) центробежные насосы, эрлифты, водоструйные насосы и штанговые поршневые. Выбор типа водоподъемника определяется требуемым дебитом и динамическим уровнем воды в скважине.

При установке насоса в фильтре диаметр его и соответственно конечный диаметр скважины будут зависеть от размеров насоса. При установке насоса над фильтром в эксплуатационной колонне диаметр ее, называемый эффективным, также определяется поперечными размерами насоса.

Для облегчения монтажа насоса, его ремонта и наблюдений за изменением уровня в скважине зазор между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром эксплуатационной колонны принимают до 50 мм. Однако значительное увеличение эффективного диаметра приводит к утяжелению конструкции и удорожанию работ. Во всех случаях конструкция скважины должна обеспечивать получение необходимого количества воды при минимальном снижении статического уровня. В остальном выбор и расчет конструкции скважин на воду осуществляют так же, как и скважин на нефть и газ, т. е. с учетом применяемых типов и размеров долот, их соотношения с обсадными трубами, с расчетом на тампонажные работы.

Пример расчета конструкции скважин на воду (рис. 13.5)

1. Определяют конечный диаметр долота под фильтровую колонну

$$D_{дф} = D_{ф\,max}, \qquad (13.3)$$

где $D_{ф\,max}$ — максимальный диаметр фильтровой трубы по муфте $D_{фм}$ ($D_{ф\,max} = D_{фм}$) или по наружному диаметру проволочной или сетчатой обмотки фильтра.

При применении гравийных фильтров с обсыпкой и блочных $D_{ф\ м} = D_ф + 2\delta_1$ при $\delta_1 = 50 \div 100$ мм и более.

2. Находят внутренний диаметр труб эксплуатационной колонны

$$D_{эк\ вн} = D_ф + 2\delta_2 \quad \text{при} \quad \delta_2 \leqslant 50 \text{ мм}, \tag{13.4}$$

где δ_2 — зазор между эксплуатационной и надфильтровой трубами, определяемый типом и устройством сальникового уплотнения.

Чтобы песок и другие частицы пород не попадали в скважину, кольцевой зазор между надфильтровыми трубами, устанавливаемыми «впотай», и обсадными трубами уплотняют специальными сальниками; их конструкция определяется материалом, из которого они изготовлены (дерево, пенька, резина и др.).

Иногда фильтр при посадке с одновременной промывкой водой обсыпают гравием или крупным песком. Тогда вместо сальника в зазор между надфильтровой и обсадной трубами засыпают крупный гравий. В некоторых случаях это пространство цементируют.

Надфильтровую трубу при установке ее «впотай» следует вводить в эксплуатационную колонну выше башмака последней до 5 м.

3. Определяют диаметр долота под эксплуатационную колонну

$$D_{д\ эк} = D_{эк\ м} + 2\delta_3 \text{ при } \delta_3 = 15 \div 45 \text{ мм}, \tag{13.5}$$

где δ_3 — зазор между стенками скважины и наружной поверхностью эксплуатационной колонны (соединительных муфт). Чем больше опасность грифонообразования, тем большей предусматривается толщина создаваемого за эксплуатационной колонной цементного кольца.

4. Внутренний диаметр направляющей трубы $D_{н\ вн}$ рассчитывают из условия

$$D_{н\ вн} = D_{эк} + 2\delta_4 \quad \text{при} \quad \delta_4 = 3 \div 5 \text{ мм}, \tag{13.6}$$

где δ_4 — зазор между долотом, используемым для бурения интервала скважины под эксплуатационную колонну, и внутренней поверхностью направляющей трубы.

5. Диаметр долота под направляющую трубу

$$D_{дн} = D_{нм} + 2\delta_5 \quad \text{при} \quad \delta_5 = \delta_3 \tag{13.7}$$

(в том случае, если предусматривается цементирование затрубного пространства).

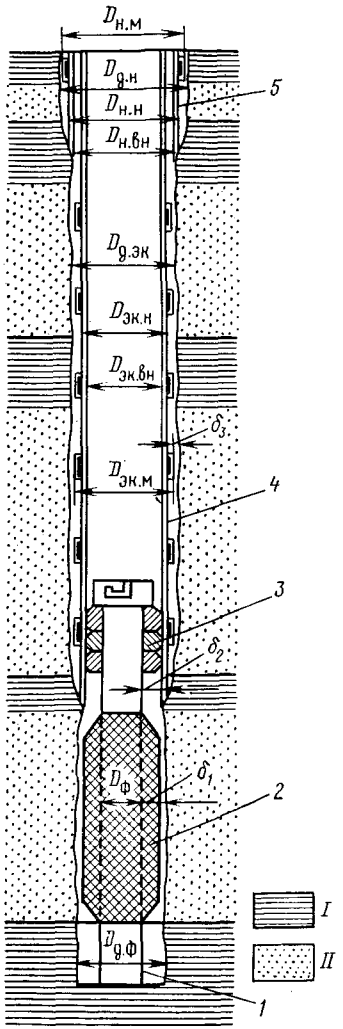


Рис. 13.5. Схема к расчету конструкции скважины:

1 — отстойник; *2* — фильтр; *3* — сальниковый уплотнитель; *4* — эксплуатационная колонна обсадных труб; *5* — направляющая труба; *I* — глина; *II* — песок

По формулам (13.4) и (13.6) получают расчетные значения внутренних диаметров эксплуатационной и направляющей труб. По этим значениям (бесшовные стальные трубы

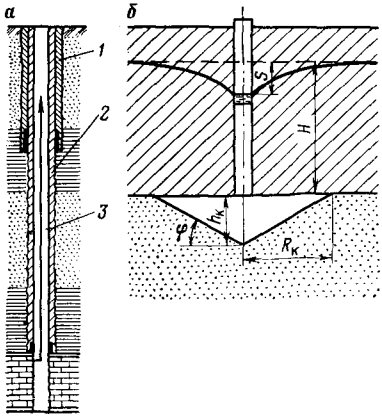


Рис. 13.6. Схема конструкции бесфильтровой скважины:
1, 2 — цементное кольцо; *3* — эксплуатационная колонна

муфтового соединения, тонкостенные ниппельного соединения, бесшовные горячекатаные стальные, асбестоцементные, а также трубы из термопластов) находят фактические ближайшие их внутренние и наружные диаметры.

Фактические размеры долот (ближайшие большие) устанавливают по расчетным значениям, полученным по формулам (13.3), (13.5) и (13.10) в соответствии с отраслевой нормалью. Типы долот выбирают применительно к конкретным геологическим условиям.

Бесфильтровые скважины (рис. 13.6) создают в скальных трещиноватых, но устойчивых породах (рис. 13.6, *а*), а также в рыхлых неустойчивых породах, представленных мелкозернистыми песками (рис. 13.6, *б*). Сооружение последних возможно только при наличии в кровле водоносного горизонта устойчивых пород, большой высоте напора и сравнительно большом удельном дебите. В этом случае скважиной вскрывают только верхнюю часть водоносного горизонта (рис. 13.6, *б*). Башмак эксплуатационной колонны углубляют не более чем на 0,5 м ниже кровли в водоносный горизонт. Вокруг ствола скважины путем откачки или размыва искусственного образуется каверна, объем которой $V_к$ рассчитывают по объему вымытого из нее песка

$$V_к = V_п/\xi, \tag{13.8}$$

где ξ — коэффициент разрыхления для песка, принимается равным 1,05—1,15.

Глубина каверны $h_к$ может быть найдена из формулы

$$h_к = \frac{3V_к}{\pi R_к^2}, \tag{13.9}$$

где $R_к$ — допустимый радиус каверны, устанавливаемый из условия устойчивости кровли, м:

$$R_к \leqslant \frac{\rho_в (h_{ст} - S_{max}) f}{(1 - П)\rho_в + \rho_п}, \tag{13.10}$$

где $\rho_в$ и $\rho_п$ — плотности воды и породы кровли, кг/м³; $h_{ст}$ — статический уровень воды (до понижения), м; S_{max} — максимальное понижение уровня воды, м; $П$ — пористость породы кровли, доли

единицы; f — коэффициент крепости пород кровли по Протодьяконову.

Получаемый при этом дебит скважины находят по уравнению

$$Q = 3600\pi v_д R_к^2 \sqrt{1 + \mathrm{tg}^2 \varphi}, \quad (13.11)$$

где Q — наибольший дебит скважины, м³/ч; φ — угол естественного откоса породы в воде, для мелкого илистого песка $\mathrm{tg}\,\varphi = 0 \div 0{,}27$; $v_д$ — допустимая выходная скорость фильтрации, м/с.

В случае недостаточной устойчивости породы в кровле каверна может быть заполнена гравием, размер которого (в 10—15 раз) больше среднего диаметра частиц песка.

При бесфильтровой скважине связь между диаметром водоприемной части скважины и дебитом для напорных скважин ориентировочно может быть оценена по формуле Дюпюи

$$Q = 1{,}36 k_ф \frac{2(h - S)S}{\lg R/r}, \quad (13.12)$$

где Q — дебит скважины, м³/сут; $k_ф$ — коэффициент фильтрации, м/сут; h — мощность водоносного горизонта, м; S — понижение уровня воды при откачке, м; R — радиус влияния скважины, определяемый опытным путем, м; r — радиус водоприемной части скважины, м.

Конструкции глубоких сважин на минеральные и термальные воды чаще всего многоколонные. Они близки к конструкциям, создаваемым на нефть и газ, и имеют направление, кондуктор, промежуточную (одну или несколько) и эксплуатационную колонны.

Глубину спуска кондуктора или промежуточной колонны в зависимости от того, на какой колонне труб устанавливают превентор, определяют по формуле

$$H \geqslant (p_{max}/\sigma_р), \quad (13.13)$$

где H — глубина спуска колонны труб для безопасного вскрытия напорных горизонтов, м; p_{max} — наибольшее пластовое давление жидкости и газа, МПа; $\sigma_р$ — градиент давления разрыва пластов (например, для Пятигорского месторождения минеральных вод $\sigma_р \approx 0{,}03$—$0{,}035$ МПа/м).

В условиях агрессивных пластовых вод рекомендуется для эксплуатационных колонн применять трубы из антикоррозионного материала.

Особые требования предъявляют и к цементам: например, при цементировании скважин на минеральные воды, содержащие углекислый газ и ионы сульфата, рекомендуют пуццолановый, глиноземистый цементы, шлакопортландцементы и др., в условиях магнезиальной агрессии — цементы с магнезитом, для хлоридно-натриевых вод — глиноземистый, для сульфатных — сульфатостойкий или гипсоглиноземистый цемент.

Глубокие геотермальные скважины по конструкции близки к скважинам, сооружаемым на нефть и газ. В них часто эксплуатационную колонну подвешивают в виде хвостовика к промежуточной колонне. В условиях значительных температурных напряжений она работает подобно шлицевому соединению. В соединениях эксплуатационной и фильтровой колонн рекомендуется трапецеидальная резьба. Материал труб должен быть стойким к воздействию агрессивной среды с высокой температурой. Прочность на растяжение обсадных труб в геотермальных скважинах снижается из расчета 2,5 МПа при росте температуры на 1 °С.

Цементирование колонн обсадных труб производят аналогично случаю нефтяных и газовых скважин с высокой температурой. Рекомендуется применять смесь силикатной муки (20—50 %) с цементом или смесью цементов, один из которых перлитовый, в соотношении 1 : 1. В раствор вводят замедлитель схватывания и добавки для снижения гидравлических сопротивлений. Количество силикатной муки увеличивают с ростом температуры в скважине. В некоторых случаях перед цементированием для снижения температуры в скважину заливают холодную воду. При цементировании в зоне продуктивного на сухой пар пласта используют смесь портландцемента с пуццолановым (2 : 1) с добавкой до 30 % силикатной муки и замедлителя схватывания.

В многолетнемерзлых горных породах скважины на межмерзлотные и подмерзлотные воды можно сооружать по любому из ранее рассмотренных способов, а успешное цементирование колонн обсадных труб обеспечивается при условии, что в процессе гидратации цементного раствора не произойдет протаивания льда. Поэтому цементные и тампонажные растворы, а также применяемые способы интенсификации их твердения не должны вызывать растепления мерзлых пород в стенках скважин, цементирующим материалом которых служит лед.

Для таких пород следует применять цементные и тампонажные растворы с низкой теплотой гидратации, отличающиеся низкой теплопроводностью. Рационально введение в них низкотеплопроводных добавок, в некоторых случаях — применение аэрированных цементных растворов.

При бурении на воду приходится иметь дело с агрессивными (корродирующими) водами. Поэтому наряду со стальными трубами для крепления находят широкое применение неметаллические трубы.

Асбестоцементные трубы изготовляют из смеси 85 % портландцемента и 15 % асбеста. Для крепления скважин применяют трубы марки ВТ-3, ВТ-6 и ВТ-12, рассчитанные на давление 0,6; 0,9 и 0,12 МПа. Предел прочности асбестоцементных труб при сжатии 15 МПа, при растяжении 15,5 МПа. Плотность материала труб 2500 кг/м^3. Асбестоцементные трубы рационально использовать в скважинах, проходимых вращательным способом. Зазор между

трубами и стенками скважины должен быть не менее 50 мм. В зависимости от действующей нагрузки (сжатие, растяжение) возможны два типа соединений асбестоцементных труб: работающие на растяжение и на сжатие. Трубы первого типа предназначены для скважин глубиной до 150 м, трубы второго типа — для скважин глубиной до 400 м (обычно их спускают на бурильной колонне). Между собой трубы соединяют либо без резьбы — металлическими накладными муфтами и кольцами, либо на резьбе — муфтами из металла, асбестоцемента.

Пластмассовые трубы характеризуются малой массой и высокой стойкостью против коррозии — выше стойкости высоколегированных антикоррозионных сталей лучших марок. Такие пластмассы, как поливинилхлориды и полиэтилены, химически устойчивы и к органическим, и к неорганическим соединениям. Поливинилхлоридные трубы можно подвергать любой механической обработке — фрезеровать, строгать, нарезать на них резьбу и т. д. Пластмассовые трубы имеют наружные диаметры от 40 до 450 мм, соединяются между собой на резьбе, термической сваркой встык (наиболее прочное соединение), склеиванием и методом трения.

В условиях сильной агрессивности вод пластмассовые или асбестоцементные трубы спускают в скважину внутрь стальных; применяют также трубы из нержавеющей стали марки Х18Н10Т.

Стеклопластиковые трубы изготовляют из пластмасс, армированных стекловолокном. Они отличаются очень высокой прочностью, достигающей прочности сталей, коррозионно-устойчивы. Масса стеклопластиковых труб в 2,5—4 раза меньше, чем стальных, поэтому они могут быть использованы в отдаленных районах, в частности на Крайнем Севере.

Оборудование устья скважины зависит от статического уровня воды, типа и размера используемого насоса. Для оснащения скважины при низком статическом уровне к опорному фланцу, приваренному к обсадной трубе, присоединяют нижний фланец насоса или сальник центробежного вертикального насоса либо устанавливают оголовок. Над устьем самоизливающейся скважины к обсадной колонне труб присоединяют оголовок с отводным коленом и задвижкой. К центробежному насосу подводят всасывающий патрубок. При оборудовании устья фонтанирующей скважины без насоса устраивают оголовок, обеспечивающий регулирование подачи воды к потребителю, а также предотвращающий возможные гидравлические удары.

13.4. МЕТОДЫ РАЗГЛИНИЗАЦИИ СТЕНОК СКВАЖИН

Один из существенных недостатков вращательного способа бурения скважин с промывкой — необходимость последующей разглинизации водоносного горизонта для возбуждения притока воды к скважине.

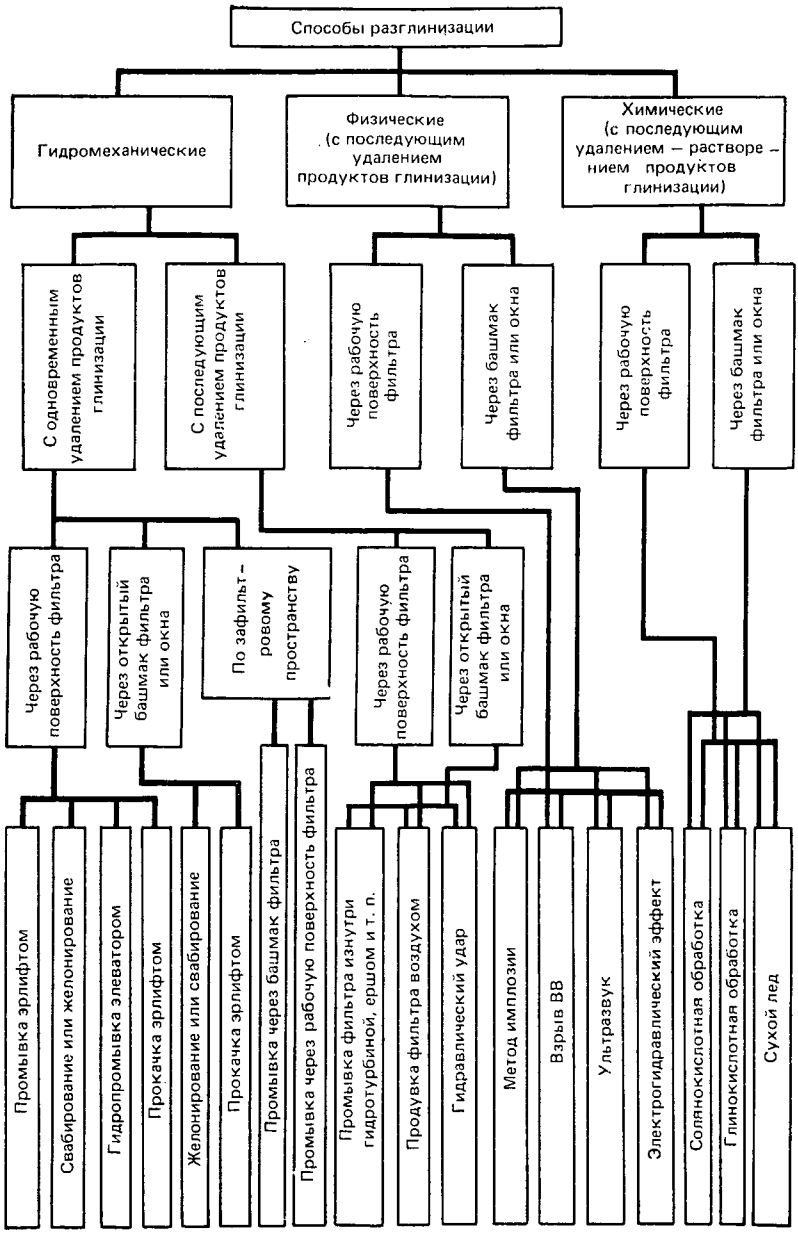


Рис. 13.7. Классификация способов разглинизации

Специальные профилактические меры обычно предусматривают предупреждение кольматации водоносного горизонта. Возможность проникновения промывочного раствора в водоносный горизонт уменьшается при наименьшей скорости (в пределах 0,25 м/с) спуска бурового инструмента, обсадных труб и фильтра.

Для снижения продавливания промывочного раствора в пласт фильтр опускают в скважину с открытым нижним концом. Во всех случаях к разглинизации приступают сразу же после оборудования скважины фильтром, если последний необходим.

По принципу воздействия на обрабатываемую зону все известные методы разглинизации можно разделить на гидромеханические, физические, химические (рис. 13.7). Первые являются основными, два других, как правило, интенсифицируют процесс разглинизации стенок скважин. Наиболее широко применяемые гидромеханические методы: обратновсасывающий — через специальные промывочные окна в отстойнике, а также методы, основанные на быстром чередовании откачек с наливами воды в скважину, и промывка через рабочую поверхность фильтра или открытый отстойник и т. д.

Разглинизация стенок скважины методом обрушения дает наилучшие результаты в однородных мелко- и тонкозернистых породах. Обрушение в прифильтровой зоне обеспечивается подработкой породы на забое через открытый отстойник фильтра путем интенсивного его размыва водой (прямой или обратной циркуляцией). По объему вынесенного на поверхность песка судят о величине обрушения породы в прифильтровой зоне. После завершения работ отстойник в фильтре цементируют.

13.5. ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

При бурении скважин на воду тампонирование проводят для изоляции и разобщения отдельных водоносных горизонтов; предохранения колонны обсадных труб от корродирующего действия минерализованных подземных вод; осуществления необходимых санитарных мероприятий по изоляции непригодных для водоснабжения водоносных горизонтов от намеченных к эксплуатации водоносных пластов; ликвидации скважин.

Различают два вида тампонирования: постоянное — с заливкой в скважину цементного раствора и временное — глиной и различными тампонами. Постоянное тампонирование проводят на длительное время, как правило, на весь срок эксплуатации скважины, и осуществляют теми же способами и средствами, что и при бурении скважин на нефть и газ. Временное тампонирование предназначено на срок испытания скважины для изоляции водоносных пластов или отдельных их интервалов. Тампонирование глиной находит применение при ликвидации неглубоких скважин с безнапорными водоносными горизонтами, а также при борьбе с поглощениями промывочной жидкости.

Временное разделение скважины на отдельные интервалы достигается применением специальных устройств, называемых тампонами. Тампоны (пакеры) используются при изучении водообильности и удельного водопоглощения трещиноватых и пористых горных пород, а также при проверке качества цементирования скальных пород при искусственном их упрочнении.

Эти работы проводят нагнетанием или наливом воды в скважину ниже установленного тампона или между двумя жестко соединенными тампонами. Тампоны после каждого нагнетания (налива) воды передвигают снизу вверх или сверху вниз, чем достигаются поинтервальное и суммарное исследования пласта. При опробовании методом сверху вниз скважину последовательно углубляют на интервал опробования, равный 5—10 м. При опробовании методом снизу вверх изученный интервал или забивают глиной, или цементируют. В обоих случаях тампон устанавливают в верхней части исследуемого каждого последующего интервала опробования.

По конструкции тампоны бывают одинарными и двойными, по принципу действия — механическими, пневматическими и гидравлическими. Принцип действия тампонов основан на том, что при расширении специальной резиновой манжеты (тампона) надежно уплотняется зазор между стенками скважины и колонной труб, на которую опускают тампон.

Резиновый упрощенный тампон состоит из двух труб, соединенных патрубком, на наружной стороне которого укреплена резиновая манжета. При вращении с поверхности колонны труб вправо патрубок ввинчивается в муфту трубы, и манжета-расширитель уплотняет зазор между патрубком и стенками скважины. Для обеспечения нормальной работы этого тампона трубу снабжают в нижней части плоским долотом, задавливаемым в забой скважины.

Одинарный пневматический (гидравлический) тампон приводится в действие сжатым воздухом или водой. При нагнетании сжатого воздуха (воды) резиновая камера раздувается и плотно прилегает к стенкам обсадной трубы или скважины, разобщая последнюю на два участка.

Двойной механический тампон состоит из двух тампонов — верхнего и нижнего,— разделенных перфорированной трубой. В остальном его устройство аналогично конструкции одинарного тампона.

13.6. ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

В буровых скважинах проводят комплекс гидрогеологических и геофизических исследований, направленных на определение числа, мощности, условий и характера залегания водоносных горизонтов, их водообильности, химического и бактериологического

состава вод, температуры и т. д., для чего используют разные по назначению и конструкции приборы.

Для измерений уровня применяют электро- и телеуровнемеры, дистанционные пьезометры и т. д.

Приборы для отбора проб воды используют для изучения химического, газового и бактериологического состава вод.

Скважины часто исследуют различными испытателями пластов.

Откачку подземной воды из скважин, колодцев и других водозаборных сооружений проводят с целью определения удельного и общего дебитов, коэффициента фильтрации водоносного горизонта, размеров, формы и скорости развития депрессионной воронки при откачках, взаимосвязи между разными водоносными пластами и их связи с поверхностными водами.

14. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И СООРУЖЕНИЯ

14.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

На отведенной площадке в пункте заложения скважин для выполнения работ монтируют буровую установку и возводят необходимые наземные сооружения.

Буровая установка представляет собой комплекс различных функционально взаимосвязанных машин, механизмов и конструктивных элементов для выполнения основных и вспомогательных работ при строительстве скважины.

Конструктивное исполнение буровой установки, ее оснащенность, габариты и параметры зависят от многих факторов, и в первую очередь от способа бурения, глубины и конструкции скважины.

При механическом бурении буровая установка прежде всего должна обеспечить выполнение трех основных функций. Условно их можно подразделить на грузовую, приводную и циркуляционную.

Грузовая функция охватывает все работы по перемещению тяжелых инструментов в стволе скважины или их удержанию на весу. Сюда относятся следующие виды работ: спуск в ствол скважины или подъем бурильной колонны (спуско-подъемные операции), поддержание бурильной колонны на весу в процессе проходки ствола скважины, спуск обсадных колонн в ствол скважины, спуск в скважину и извлечение различного вспомогательного инструмента, в том числе инструмента для ликвидации аварий в скважине.

Под приводной функцией понимается передача мощности вращательного движения на бурильную колонну, а с ее помощью и на породоразрушающий инструмент, находящийся на забое,

или на различные инструменты, спущенные в скважину для проведения вспомогательных работ.

Циркуляционная функция реализуется созданием непрерывной циркуляции агента по стволу скважины. К этой же функции можно отнести и все работы по регулированию и поддержанию необходимых свойств циркулирующего бурового раствора.

Функциональная схема буровой установки представлена на рис. 14.1.

Соответственно трем названным функциям в структуре буровой установки выделяются три технологические цепочки, каждая из которых включает силовой привод, трансмиссию с редуктором, главный исполнительный орган и вспомогательное оборудование и инструмент.

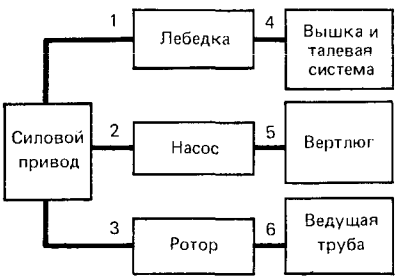


Рис. 14.1. Функциональная схема буровой установки:

1, 2, 3 — трансмиссии; *4* — ведущая ветвь каната; *5* — манифольд высокого давления со стояком и шлангом; *6* — вкладыши ротора

В технологическую цепочку для исполнения грузовой функции входят буровая лебедка (главный исполнительный орган), силовой привод, трансмиссия, редуктор (в конструкции буровой лебедки или отдельно), а также буровая вышка и талевая система.

Технологическая цепочка привода состоит из ротора (главный исполнительный орган), силового привода ротора, трансмиссии и редуктора (в буровых установках некоторых типов используют редуктор буровой лебедки).

Технологическая цепочка для создания циркуляции в стволе скважины объединяет буровой насос (главный исполнительный орган), силовой привод насоса, трансмиссию, а также механизмы и аппараты для приготовления, очистки и обработки промывочной жидкости и элементы поверхностной циркуляционной системы: желоба, трубопроводы, стояк, шланг, вертлюг, емкости. В случае использования газообразных агентов в качестве главного исполнительного органа в цепочку входит компрессор.

Помимо оборудования, объединенного в технологические цепочки, буровая установка имеет: средства механизации вспомогательных работ и автоматизации процессов; органы управления агрегатами; приборы для контроля работы отдельных агрегатов буровой установки и аппаратуру технологического контроля процесса бурения; средства противопожарной, противовыбросовой безопасности и охраны труда.

Поблизости от буровой установки на безопасном расстоянии размещают бытовые помещения для отдыха и обслуживания персонала буровой бригады, контору бурового мастера, подсобные

помещения для хранения материалов и инструментов, резервные емкости для воды, химреагентов и ГСМ.

Таким образом, современная буровая установка глубокого бурения со всем вспомогательным оснащением представляет собой производственный объект для выполнения буровых работ в полевых условиях в любой погодно-климатической обстановке.

Буровое оборудование должно обеспечивать строительство скважины с высокими технико-экономическими показателями. Важнейшая особенность буровой установки — ее эксплуатационно-техническая характеристика. К эксплуатационно-техническим показателям буровой установки относятся производительность, надежность, ремонтоспособность, уровень исполнения технологических функций и его соответствие требованиям современной технологии, удельный расход энергии, относительная масса (отношение массы установки к ее грузоподъемности), простота обслуживания, удобство демонтажа, монтажа и транспортирования бурового оборудования в различных коммуникационных условиях.

Имеется и ряд других требований эксплуатации, которые непременно учитываются при выборе буровых установок для конкретных условий, а также при их модернизации и разработке новых конструкций. К таким требованиям относятся: создание благоприятных условий для работы обслуживающего персонала, обеспечивающих безопасность работ и исключающих травматизм; повышение уровня механизации вспомогательных работ и автоматизации процессов в бурении; удобство в управлении работой агрегатов и исполнительных органов буровой установки; обеспечение достаточно полной и достоверной информации о процессе бурения.

С развитием бурового дела, совершенствованием технологии бурения в соответствии с общим техническим прогрессом в народном хозяйстве страны совершенствуется и модернизируется буровое оборудование, повышается уровень механизации и автоматизации буровых работ.

В совершенствовании бурового оборудования можно выделить несколько направлений: замена отдельных агрегатов и узлов буровой установки на более совершенные; модернизация конструкции буровой установки без изменения ее принципиальной схемы; создание принципиально новых конструкций с реализацией процессов по новой технологии; создание буровой установки, отвечающей каким-то особым требованиям (например, установки с подогревом для ведения буровых работ в условиях Крайнего Севера, установки для кустового бурения и т. п.).

Поскольку за весь период эксплуатации каждая буровая установка, как правило, подвергается неоднократному демонтажу и монтажу, большое внимание уделяется разработке таких конструктивных решений, которые максимально упрощали бы и облегчали монтажно-демонтажные работы и в благоприятных

условиях позволяли бы сократить их объем до минимума. Для решения этой задачи разрабатываются буровые установки универсальной монтажеспособности.

Наблюдается постоянная тенденция к увеличению глубин бурения, особенно в области поисков и разведки новых месторождений. С ростом глубин бурения возникает потребность в буровых установках тяжелого типа. Созданы и внедрены установки БУ-15000 для бурения скважин на глубины до 15 тыс. м.

Открытие крупных месторождений нефти и газа в отложениях морского дна привело к широкому развитию буровых работ в акваториях морей и океанов и потребовало создания специальных буровых установок для морского бурения.

Подробно установки для морского бурения будут рассмотрены ниже в подразделе 14.5.

14.2. ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Область применения буровой техники чрезвычайно обширна. Буровые работы осуществляются в весьма разнообразных геологических и природно-климатических условиях. В зависимости от геологических условий и назначения скважины в широких пределах варьируют ее глубина (от нескольких метров до нескольких тысяч метров) и конструкция. Все большее распространение получает наклонно направленное бурение. Чтобы при всем разнообразии условий обеспечить высокие эксплуатационно-технические показатели, приходится использовать буровые установки различной конструкции и разных типоразмеров. Вместе с тем в приспособлении буровых установок к конкретным условиям, т. е. в их специализации, имеются определенные ограничения, которые продиктованы требованиями унификации и сводятся к выработке рационального количества типоразмеров буровых установок.

В соответствии с потребностями производства разрабатывается параметрический ряд буровых установок, который включает все их типоразмеры для строительства скважин, различных по глубине и конструкции. Теоретической основой при определении номенклатуры буровых установок служат ряды предпочтительных чисел. Они формируются по закону геометрической прогрессии $a_i = a_{i-1}q$, где a — некоторый параметр; q — знаменатель прогрессии. По ГОСТ 8032—84 в нефтяном машиностроении знаменатель прогрессии исчисляют по формуле

$$q = \sqrt[m]{a_n/a_1}, \qquad (14.1)$$

где a_n и a_1 — соответственно последний и первый члены ряда.

Тем же ГОСТом определен диапазон чисел от 1 до 10. Для нормализации бурового оборудования показатель степени m

обычно принимается равным 10. Тогда знаменатель $q=1{,}25$ и ряд имеет вид (по коэффициентам при параметре a): 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10. Аналитический размерный ряд служит ориентиром, но в то же время в зависимости от потребностей подвергается обязательной корректировке и увязке.

Для составления параметрического ряда необходимо выделить основной, наиболее важный параметр буровой установки, по которому и будет разрабатываться ряд. Каждая буровая установка характеризуется множеством параметров, среди них можно назвать следующие: предельную глубину бурения, максимально допустимую нагрузку на крюке, мощность привода установки (установленная мощность) и мощность привода отдельных агрегатов, вид применяемой энергии, подачу и максимальное давление буровых насосов, частоту вращения ротора, скорость подъема инструмента, высоту вышки, наличие контрольно-измерительные

Таблица 14.1. Основные параметры буровых установок для геологоразведочного бурения на нефть и газ СТ СЭВ 2447—80

Типоразмер установок	Нагрузка на крюке, кН		Глубина бурения, м, для скважин			Начальный диаметр скважин, мм	Конечный диаметр, мм, скважин			Диаметр бурильных труб, мм
	номинальная	наибольшая	сейсмических	структурных	поисковых		сейсмических	структурных	поисковых	
УРБ-1А, УРБ-1Т	10	25	50	100		146				50—60,3
УРБ-2,5А, УРБ-2,5Т	25	40	100	200		190	118			
УРБ-6А, УРБ-6П	63	100		600	—	243		93	—	60,3
УРБ-12,5А УРБ-12,5П	125	200		1000		295	—			
УРБ-20А, УРБ-20П	200	320	—	1600	1200					60,3—73
УРБ-32П	320	500			2000	346			118	73—89
УРБ-50П	500	800		—	3000	394		—		89

Таблица 14.2. Основные параметры установок для колонкового геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые (СТ СЭВ 770—77 и 771—77)

Класс	Типоразмер	Нагрузка на крюке, кН		Глубина бурения инструментом, м		Начальный диаметр скважины, мм	Конечный диаметр скважины, мм, при бурении инструментом		Мощность привода, кВт
		номинальная	наибольшая	твердосплавным	алмазным		твердосплавным	алмазным	
1	УКБ-1	1,2	2,5	12,5	25	93/59	76	36	3
2	УКБ-2	6,3	12	50	100	132/93	93	46	11
3	УКБ-3	20	32	200	300	132/93	93	59	15
4	УКБ-4	32	50	300	500	151/112	93	59	22
5	УКБ-5	50	80	500	800	151	93	59	30
6	УКБ-6	80	120	800	1200	151	93	59	45
7	УКБ-7	125	200	1200	2000	215	93	59	55
8	УКБ-8	200	320	2000	3000	295	93	59	75

Примечание. В знаменателе — диаметры скважин для бурения в подземных условиях.

ной аппаратуры, уровень механизации работ и автоматизации процессов.

Из перечисленных параметров определяющим является глубина бурения, так как с ростом глубины скважины увеличивается вес спускаемых бурильной и обсадной колонн (т. е. нагрузка на крюке), повышаются затраты мощности на вращение бурильной колонны в стволе скважины и возрастают потери напора при циркуляции бурового раствора по скважине. В связи с этим номинальная глубина бурения выделяется в качестве основного параметра буровой установки. За условную номинальную глубину бурения принимается предельная глубина бурения долотом диаметром 215,9 мм, которую можно достичь с использованием бурильных труб диаметром 114 мм с удельной массой 30 кг/м.

По назначению все буровые установки, применяемые для буровых работ на нефть и газ, разделены на две категории и составляют два параметрических ряда:

1-й ряд — буровые установки для картировочного, структурно-поискового и геологоразведочного бурения на нефть и газ;

2-й ряд — буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Буровые установки 2-го ряда применяют для бурения глубоких скважин и в иных целях.

Проектирование и производство буровых установок первой категории осуществляются в соответствии с СТ СЭВ 2447—80 (табл. 14.1). В нем буровые установки всех типов подразделены на семь классов. Для каждого класса этот ГОСТ определяет номинальную и максимальную нагрузки на крюке, предельную глубину бурения, начальный и конечный диаметры скважины и диаметр бурильных труб. В шифре типа установки указывается ее номинальная нагрузка на крюке и буквой обозначена разновидность базы. Предусмотрен выпуск буровых установок в трех исполнениях: на шасси автомобиля (А), на гусеничной базе (Т) и на прицепе (П).

В картировочном бурении, бурении структурных и структурно-поисковых скважин возможно также использование буровых установок для геологоразведочного колонкового бурения на твердые полезные ископаемые, основные параметры которых приведены в СТ СЭВ 770—77 и 771—77 (табл. 14.2). Это оборудование отличает высокая степень унификации узлов. В каждом классе выделена базовая модель и включен ряд модификаций, разработанных с учетом различных условий применения и транспортировки. Предусмотрены установки самоходные, на передвижной базе, блочные и разборные на узлы.

Буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения подразделяются на 11 классов в соответствии с ГОСТ 16293—82 (СТ СЭВ 2446—80), который определяет их основные параметры (табл. 14.3). Легкие установки (1—3-й классы) могут, по-видимому, иметь различную монтажную базу, остальные монтируются на неподвижном стационарном основании. Их транспортируют с точки на точку с демонтажом и монтажом по различным схемам (крупноблочная, мелкоблочная и поагрегатная).

В ГОСТ 16293—82 оговорено, что предельная глубина бурения может быть больше предусмотренной для установок данного класса при условии, что вес бурильной колонны не превысит $^2/_3$ допускаемой нагрузки на крюке.

Буровые установки, находящиеся в настоящее время на оснащении буровых предприятий, выпускались по старым нормативам, и поэтому их параметры несколько расходятся с требованиями ГОСТ 16293—82 (табл. 14.4).

При выборе типа буровой установки в качестве исходного условия принимается глубина бурения, а затем проверяют, подходит ли она по нагрузке на крюке. Расчетный вес самой тяжелой обсадной колонны или нагрузка, возможная при ликвидации прихвата бурильной колонны, не должны превышать допускаемой нагрузки на крюке.

Выбранная буровая установка должна обладать высокими технико-эксплуатационными характеристиками и в полной мере соответствовать условиям бурения и транспортирования на точку.

Таблица 14.3. Характеристика установок эксплуатационного и глубокого разведо

Параметры	Класс				
	1	2	3	4	5
Диапазон глубин бурения, м	600—1250	1000—1600	1250—2000	1600—2500	2000—3200
Допускаемая нагрузка на крюке, МН	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0
Мощность на приводном валу лебедки, кВт	200—240	240—300	300—440	440—550	550—670
Оснастка талевой системы	4×5	4×5	4×5	4×5	5×6
Скорость подъема незагруженного элеватора, м/с	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Мощность привода насоса, кВт	300, 375	300, 375	475	475, 600, 750	465, 600, 750
Наибольшее давление на выходе насоса, МПа	20, 21	20,21	21, 25	25, 32	25, 32, 35
Число насосов	1	1	2	2	2
Высота основания, м	3	4	4,4; 5,5	4,4; 5,5	5; 5,5
Номинальная длина свечи, м	18	18	18, 25, 27	18, 25, 27	25, 27, 36

Таблица 14.4. Характеристика буровых установок, находящихся на буровых пред

Параметры	Тип			
	БУ-2500ДГУ	БУ-2500ЭУ	БУ-2500ЭУК	Уралмаш 3000БД Уралмаш 3000БЭ Уралмаш 3000ЭУК
Глубина бурения, м	2500	2500	2500	3000
Допускаемая нагрузка на крюке, МН	1,4	1,4	1,4	1,7
Мощность, кВт:				
на приводном валу лебедки	560	570	570	675 | 690
приводная насоса	545	950*	950*	585

* Гидравлическая мощность двух насосов.
** Мощность привода.

чного бурения (ГОСТ 16293—82)

Класс					
6	7	8	9	10	11
2500—4000	3200—5000	4000—6500	5000—8000	6500—10 000	8000—12 500
2,5	3,2	4,0	5,0	6,5	8,0
670—900	900—1100	1100—1475	1475—2200	2200—2950	2500—2950
5×6	6×7	6×7	7×8	7×8	7×8
1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
475, 600, 750	600, 750, 950	600, 750, 950	950, 1180	1180	1180, 1840
25, 32, 35	25, 32	25, 32, 35	32, 40	40	40, 105
2	2	2	2	2	3
5,6	6	6,7; 8,0	6,9; 8,0	7,5; 8,0	8,5
25, 27, 36	25, 27, 36	25, 27, 36	25, 27, 36	25, 27, 36	27, 36

приятиях (ГОСТ 16293—82)

Тип						
Уралмаш 4000ДГУ	Уралмаш 4000ЭУ	Уралмаш 3Д-76 и 4Э-76	Уралмаш 6500ДГ	Уралмаш 6500Э	Уралмаш 6000ПЭ	Уралмаш 15000
4000	4000	5000	6500	6500	6000	15 000
2,0	2,0	2,5; 2,0	3,2	3,2	3,2	4,0
910	920	885	1470**	1575**	1420**	2300**
585	585	585	825	825	825	800**

14.3. ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И БЛОКИ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

В конструкции установки для глубокого бурения выделяются следующие основные узлы и системы: лебедка, вышка, талевая система, ротор, редуктор, буровой насос, привод, органы управления установкой, контрольно-измерительная аппаратура, средства автоматизации.

Лебедка

Буровая лебедка предназначена для выполнения спуско-подъемных операций, плавной подачи удерживаемого на весу инструмента по мере углубления скважины, регулирования нагрузки на долото, спуска обсадных колонн в скважину. В установках тяжелого типа буровая лебедка служит также для передачи мощности на ротор, если он не имеет индивидуального привода. В установках устаревшей конструкции буровую лебедку использовали также для подтаскивания различных тяжестей, для свинчивания и развинчивания труб в колонне.

Наиболее важны следующие характеристики буровой лебедки: наибольшее усилие натяжения в рабочей (набегающей) ветви каната; мощность на барабане; число скоростей навивки каната на барабан и их величины, диаметр и ширина барабана лебедки, канатоемкость барабана, характеризующая длину каната, который можно разместить на барабане при расположении его не более чем в четыре слоя.

Буровая лебедка имеет подъемный вал с барабаном, ленточный и гидродинамический тормоза, трансмиссионный и промежуточный валы.

Барабан — приемный орган лебедки, на который наматывается канат. Ленточный тормоз предназначен для торможения барабана до полной остановки при спуске инструмента, для удержания на весу бурильной или обсадной колонны и плавной их подачи. Гидродинамический тормоз — вспомогательный, он развивает тормозной момент при спуске инструмента и автоматически поддерживает скорость его спуска на заданном уровне, тем самым предохраняя главный тормоз от длительной нагрузки и снижая его износ.

Трансмиссионный и промежуточный валы лебедки служат для изменения частоты вращения барабана лебедки. Так как при выполнении спуско-подъемных операций нагрузка на крюке изменяется и, следовательно, меняется натяжение в набегающей ветви каната, то при постоянной мощности на валу лебедки для более рационального использования мощности привода приходится изменять скорость подъема. По мере уменьшения нагрузки на крюке скорость навивки каната на барабан увеличивают. Чем выше грузоподъемность установки, тем больше число скоростей барабана.

Обслуживание лебедки включает проведение своевременных технических ремонтов и профилактических осмотров и замену накладок тормозной ленты по мере их износа.

Буровая вышка

Буровая вышка предназначена для спуска в скважину и извлечения из нее бурильных труб при выполнении спуско-подземных операций; размещения свечей, извлеченных из скважины; спуска обсадных колонн; поддержания бурильной колонны в подвешенном состоянии в процессе бурения и выполнения различных вспомогательных работ в скважине.

Буровая вышка представляет собой высотную металлическую конструкцию. Ее основные параметры — высота и грузоподъемность. Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины. Длина свечи составляет примерно две трети от высоты вышки. С увеличением длины свечи продолжительность спуско-подъемных операций сокращается, поэтому с увеличением глубины бурения высота и грузоподъемность вышек увеличивается. Например, для бурения скважин на глубину 300—500 м применяется вышка высотой 16—18 м, на глубину 2000 м — высотой 27—28 м, на глубину 3000—4000 м — 42 м, на глубину 5000—6500 м — 53 м.

В зависимости от количества и расположения несущих элементов (ног) вышки подразделяются на два типа: башенные и мачтовые.

К вышкам башенного типа принято относить такие, у которых основная нагрузка передается на три или четыре точки, не расположенные на одной прямой. Иными словами, геометрически вышка башенного типа представляет собой пространственную фигуру.

Если же основная нагрузка передается на одну или две опорные точки, то вышка относится к мачтовому типу и геометрически она может быть представлена плоскостной фигурой (например, имеются А-образные и П-образные мачты).

В последнее время при создании современных буровых установок конструкторы отдают предпочтение вышкам мачтового типа, которые имеют ряд преимуществ: облегчены монтажно-демонтажные работы и повышена их безопасность; более удобны при транспортировании; уменьшена общая металлоемкость сооружения при сохранении основных параметров. Недостаток этих установок состоит в том, что мачтовая вышка представляет собой более дорогостоящее сооружение.

По степени разборности вышки подразделяются на секционные и разбираемые на отдельные стержни.

Мачтовые вышки почти всегда являются секционными, тогда как башенные чаще относятся ко второму типу.

Секционные вышки в зависимости от конструктивной схемы монтажа делятся на сборные, складные и телескопические.

Отдельные секции сборных вышек при монтаже соединяются крепежными деталями. К складным относятся вышки, у которых секции соединены шарнирно, и при демонтаже такие вышки складываются в более удобные габариты. У телескопических вышек одни секции могут размещаться внутри других, а при монтаже они телескопически выдвигаются.

Размеры основания вышек определяют с учетом размещения на полу буровой наземного оборудования: лебедки, ротора, подсвечников, ключей, а также шурфов для ведущей трубы и бурильной трубы, подготовленной к наращиванию. Основание должно обеспечивать достаточно свободного места для работы буровой бригады. У установок глубокого бурения размер основания вышки 8×8 м или 10×10 м.

Талевая система

Талевая (полиспастная) система служит для уменьшения натяжения рабочей ветви каната по сравнению с поднимаемым грузом. С помощью талевой системы вращательное движение барабана лебедки преобразуется в поступательное движение подвешенного груза (спуск или подъем).

Талевая система размещена в буровой вышке и включает кронблок, талевый подвижный блок, крюк, штропы и талевый канат. Талевая система характеризуется грузоподъемностью, усилием натяжения рабочей ветви каната при номинальной нагрузке на крюке и наибольшей оснасткой, которая показывает соотношение числа роликов в подвижном и неподвижном блоках. Например, запись «оснастка 5×6» означает, что подвижный блок имеет 5 роликов, а неподвижный — 6.

Кронблок включает один или несколько роликов, смонтированных на единой раме, установленной на самом верхнем поясе буровой вышки.

Талевый блок имеет один или несколько роликов, помещенных в едином корпусе. Он подвешивается на талевом канате в буровой вышке и в процессе маневрирования с грузом совершает совместно с ним движение вверх и вниз. Число рабочих роликов талевого блока на один меньше, чем у кронблока. Если же кронблок имеет один ролик, то применяют талевую систему без подвижного блока или с однороликовым подвижным.

Крюк помещен под талевым блоком и служит для подвешивания бурильных труб при спуско-подъемных операциях, обсадных труд при спуске обсадной колонны в скважину и вертлюга при бурении скважин. Иногда крюк изготовляют за одно целое с подвижным блоком, и тогда он называется крюкоблоком. На практике обычно применяют трехрогие крюки, которые к настоящему

времени заменили однорогие и двурогие. Крюк состоит из собственно крюка, траверсы и штропа. На центральный крюк подвешивается вертлюг, на два боковых — штропы.

Штропы предназначены для подвески к крюку элеватора, который служит для захвата бурильной трубы при спуско-подъемных операциях или обсадной трубы при спуске обсадной колонны в скважину.

Наиболее интенсивному износу при работе талевой системы подвергается канат. Его долговечность зависит от действующих нагрузок, применяемой системы оснастки и соблюдения правил ухода. Износостойкость каната выражается в единицах работы, которую можно выполнить по поднятию грузов при допустимой степени износа каната. Для стальных канатов диаметром 25 мм она равна 10 ГДж, для каната диаметром 28 мм — 25 ГДж и для каната диаметром 32 мм — 30 ГДж.

При бурении нефтяных скважин применяют шестипрядные стальные канаты крестовой свивки. Это означает, что канат состоит из шести прядей, которые свиваются вокруг мягкого пенькового сердечника. Каждая прядь сплетается из множества (от 19 до 37) тонких гибких стальных проволочек. Крестовая свивка означает, что в прядях проволоки свиты в одну сторону, а пряди в канате — в другую. Такие канаты не закручиваются. В СССР применяют канаты, у которых пряди свиты между собой по часовой стрелке, т. е. канаты правой свивки.

Как показывает практика, в процессе работы канат изнашивается весьма неравномерно, в первую очередь перетираются рабочая ветвь и части каната, проходящие по роликам. Более полно ресурс каната используется в том случае, если со стороны неподвижного конца оставляется резерв каната и по мере износа рабочей ветви канат перепускается. От этого долговечность каната заметно повышается.

Ротор

Ротор предназначен для вращения бурового инструмента в процессе бурения, передачи механической мощности долоту, а также для удерживания бурильной или обсадной колонны на весу при разгруженной талевой системе. При турбинном бурении и выполнении некоторых работ ротор предотвращает проворачивание бурильной колонны.

Ротор буровых установок глубокого бурения устанавливают на основании буровой, в самоходных установках его монтируют на задних консольных концах рамы автомашины или трактора. В некоторых установках мелкого бурения (например, шнековая) ротор перемещается вместе с верхним концом бурильной колонны и служит также для передачи нагрузки на долото.

Основные характеристики ротора: число скоростей передач и частота вращения; грузоподъемность, т. е. наибольшая допусти-

мая статическая нагрузка на ротор; диаметр проходного отверстия стола ротора, определяющий наибольший габарит инструмента и обсадной колонны, которые можно опускать через ротор; мощность, передаваемая ротору.

По своей конструкции роторы различных буровых установок однотипны и состоят из следующих основных частей: станины в виде массивного стального корпуса, стола ротора, вращающегося на мощном опорном подшипнике, пары конических шестерен и приводного вала. Пара конических шестерен служит для передачи вращения с горизонтально расположенного приводного вала на стол, вращающийся вокруг вертикальной оси. Коническая шестерня приводного вала находится в постоянном зацеплении с зубчатым венцом, соединенным со столом ротора. Все подшипники ротора и зубчатая пара работают в масляной ванне.

Для передачи вращения на ведущую трубу в столе ротора помещают большие и малые вкладыши с замочным устройством.

Как правило, ротор имеет несколько скоростей передач (от 3 до 6) и одну реверсивную скорость. Скорости ротора переключаются передаточным механизмом лебедки или отдельным редуктором, если ротор имеет индивидуальный привод. Привод от электродвигателя постоянного тока позволяет плавно изменять частоту вращения ротора.

Уход за ротором включает контроль за уровнем масла, своевременную его добавку и смену, проверку надежности крепления к основанию вышки. При установке ротора необходимо, чтобы его ось размещалась строго на оси вышки и стол занимал горизонтальное положение.

Буровой насос

Буровой насос — третий наряду с лебедкой и ротором главный исполнительный орган буровой установки. Он служит для подачи промывочной жидкости в скважину, а также для подведения гидравлической мощности к работающему в скважине турбобуру или долоту гидромониторного типа.

К основным параметрам бурового насоса относятся гидравлическая мощность, максимальное давление нагнетания, число ступеней изменения подачи и давления нагнетания, подача жидкости и давление для каждой ступени.

Буровой насос состоит из двух частей — механической и гидравлической,— смонтированных на единой станине. Механическая часть предназначена для преобразования вращательного движения приводного (трансмиссионного) вала в возвратно-поступательное движение, которое передается на гидравлическую часть.

По конструкции гидравлической части буровые насосы делятся на два типа: поршневые двойного действия и плунжерные одинарного действия.

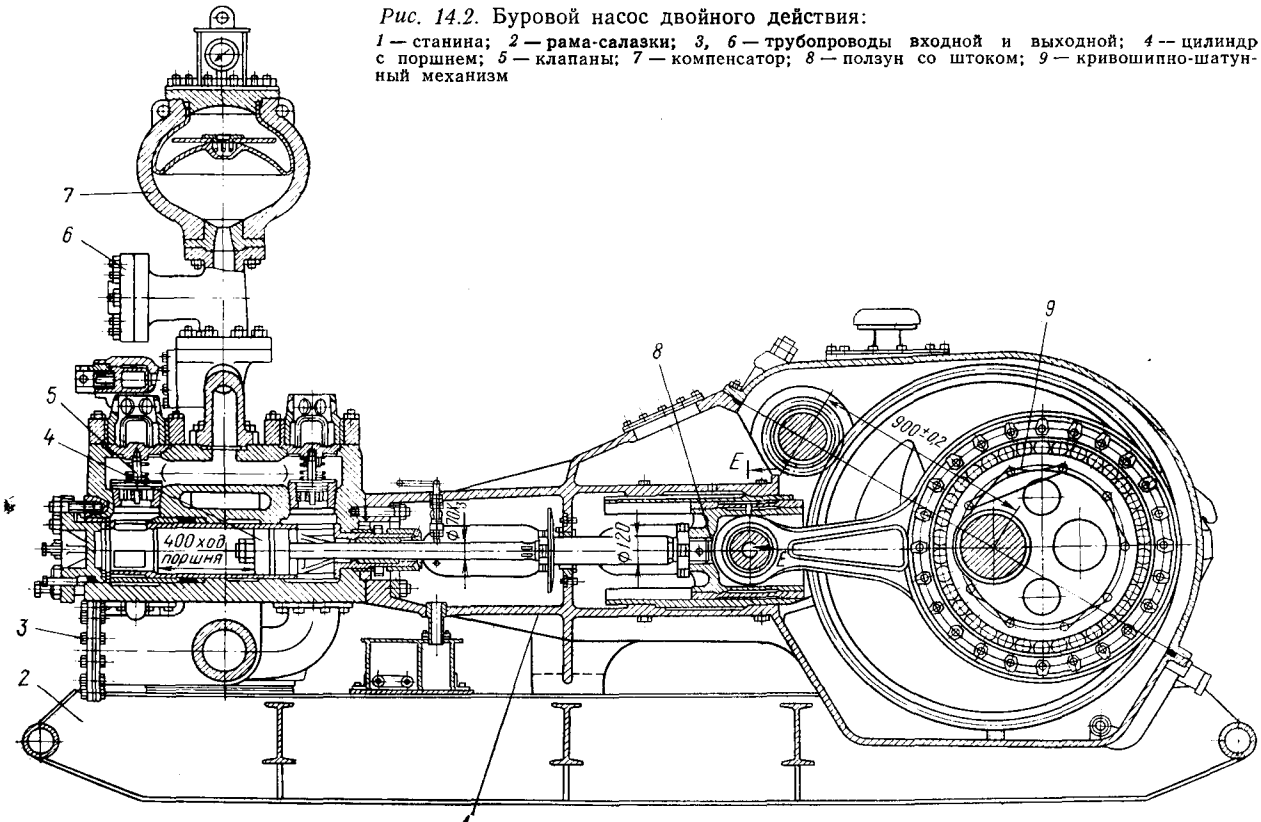


Рис. 14.2. Буровой насос двойного действия:

1 — станина; *2* — рама-салазки; *3, 6* — трубопроводы входной и выходной; *4* — цилиндр с поршнем; *5* — клапаны; *7* — компенсатор; *8* — ползун со штоком; *9* — кривошипно-шатунный механизм

Различие между указанными типами насосов состоит в том, что в поршневых двойного действия нагнетание жидкости происходит при каждом ходе поршня, а в плунжерных одинарного действия у каждого плунжера имеется рабочий и холостой ходы. Различаются они также по скорости движения: поршневые — тихоходны (40—50 ходов/мин), плунжерные — быстроходны (120—140 ходов/мин). В последнее время наметилась тенденция к замене поршневых насосов плунжерными, поскольку последние при той же гидравлической мощности имеют значительно меньшую массу.

Рассмотрим схему поршневого бурового насоса двойного действия (рис. 14.2).

Его механическая часть включает трансмиссионный вал с приводным шкивом на консольном конце, коренной вал с кривошипами и эксцентриками, зубчатую шестеренчатую передачу между трансмиссионным и коренным валами, шатун и крейцкопф.

Шатун и кривошип при вращении коренного вала создают возвратно-поступательное движение. Крейцкопф — направляющий элемент, к которому присоединен шток поршня.

В гидравлическую часть входят рабочие цилиндры со съемными втулками, поршни со штоками, клапанная коробка, в которой помещены всасывающие и нагнетательные клапаны, по два на каждый цилиндр, а также воздушный колпак (компенсатор).

Ступенчатое изменение подачи насоса достигается сменой съемных цилиндровых втулок, различающихся по внутреннему диаметру, и соответственной заменой поршней. С ростом глубины скважины съемные цилиндровые втулки одного диаметра по мере необходимости заменяют втулками меньшего диаметра, которые обеспечивают меньшую подачу при более высоком давлении нагнетания.

Наиболее слабым участком поршневых насосов двойного действия является сальник, установленный в зазоре между корпусом и штоком поршня насоса. Он довольно быстро промывается и требует частей замены. В процессе эксплуатации бурового насоса приходится следить за износом поршней, клапанов и своевременно их заменять, а также контролировать уровень масла в картере шестерен, доливать масло и полностью его менять.

Привод буровой установки

Силовой привод — источник энергии, необходимой для работы исполнительных механизмов и устройств буровой установки. Привод основных исполнительных механизмов (лебедки, ротора и насоса) называется главным приводом буровой установки. Суммарная мощность привода основных исполнительных органов называется установленной мощностью.

По характеру энергоснабжения приводы подразделяются на зависимый и автономный. Зависимый привод получает энергопитание от внешней централизованной системы местного или общесоюзного значения, и его задача состоит в преобразовании подведенной энергии в механическую мощность.

Автономный привод представляет собой самостоятельный энергетический источник, потребляющий энергетическое сырье. В этом случае создается запас энергетического сырья в хранилище возле буровой.

Основные внешние характеристики двигателей — номинальная мощность на валу двигателя и номинальная частота вращения вала двигателя.

На современных буровых в качестве главного привода применяют двигатели различного типа: внутреннего сгорания (бензиновые и дизельные), электрические (работающие от централизованной системы электроснабжения и от дизель-электрической станции, входящей в комплект буровой установки), а также газотурбинные.

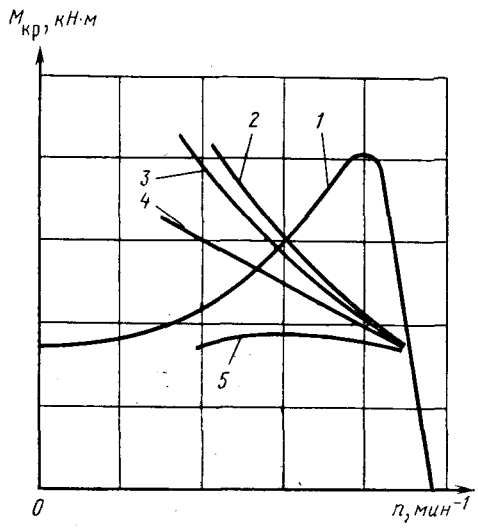


Рис. 14.3. Внешние характеристики двигателей разных типов:

1 — электродвигатель переменного тока; *2* — электродвигатель постоянного тока; *3* — двигатель внутреннего сгорания с турботрансформатором; *4* — паровая машина; *5* — двигатель внутреннего сгорания

Каждый тип двигателей отличается внешней характеристикой (рис. 14.3). Наиболее гибкую характеристику имеет паровая машина и электродвигатель постоянного тока.

К характеристике можно отнести также коэффициент перегрузочной способности, который показывает отношение максимального крутящего момента на валу двигателя к номинальному: $k = M_{max}/M_{ном}$.

В легких самоходных буровых установках (УРБ-1В, УРБ-2А, УРБ-2А2, АВБ-ТМ и др.), предназначенных для бурения скважин на небольшие глубины, в качестве главного привода используется ходовой двигатель транспортного средства, обычно — это бензиновый или дизельный мотор мощностью 50—100 кВт.

На самоходных установках, предназначенных для бурения скважин на глубины свыше 300—500 м, для привода бурового

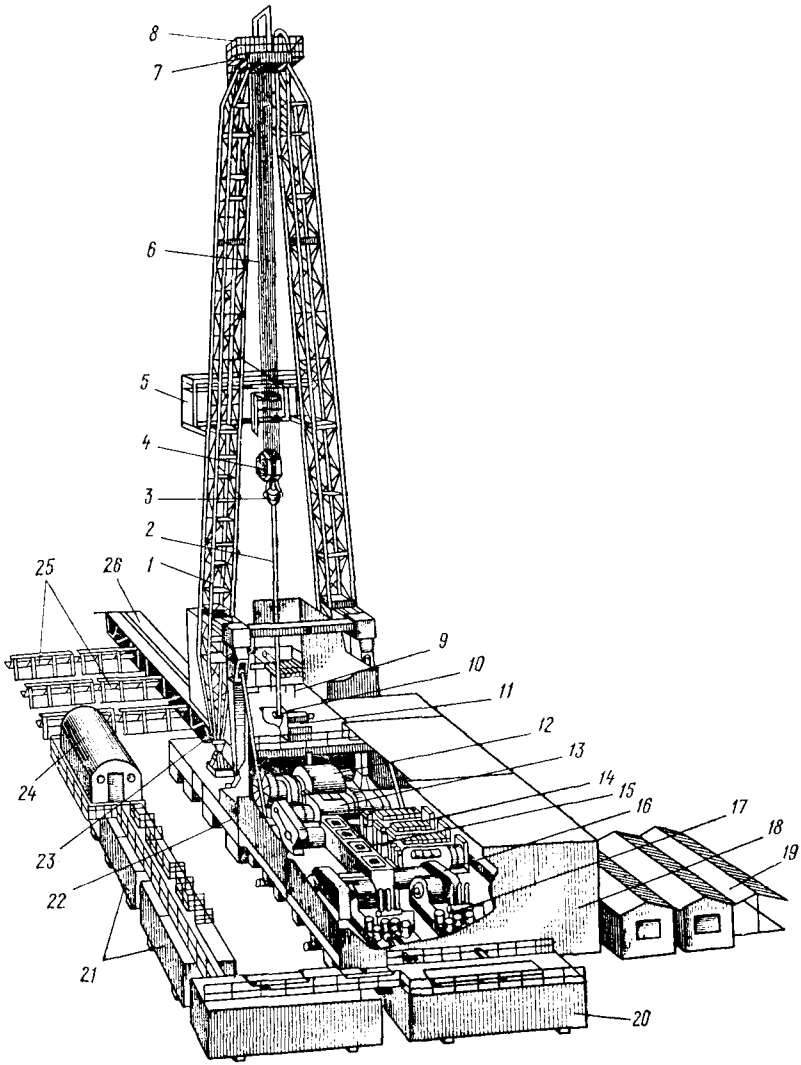


Рис. 14.4. Буровая установка для бурения скважин глубиной 2500 м:

1 — секция мачты; *2* — бурильная колонна; *3* — элеватор; *4* — талевый блок; *5* — полаги; *6* — талевый канат; *7* — верхняя площадка; *8* — кронблок; *9* — подсвечник; *10* — ротор; *11* — вспомогательная лебедка; *12* — главная лебедка; *13* — коробка передач; *14* — двигатели; *15* — трансмиссия двигателей; *16* — трансмиссия бурового насоса; *17* — буровые насосы; *18* — укрытие приводного и насосного комплексов; *19* — бытовые помещения; *20, 21* — приемный и промежуточный баки; *22, 23* — основания силового привода и подроторное; *24* — блок очистки раствора; *25* — стеллажи для труб; *26* — мостки

оборудования может быть установлен автономный двигатель, обычно дизельный. Так, установка УРБ-3АМ в качестве главного двигателя имеет дизель Д-54А мощностью 45 кВт.

На стационарных и передвижных установках, как правило, устанавливают несколько двигателей, которые в зависимости от схемы подсоединения образуют привод групповой, раздельный, смешанный.

При групповом приводе все двигатели главного привода присоединены к единому общему выводу, от которого приводятся в действие лебедка, ротор и насосы. Для раздельного привода характерно, что каждый основной исполнительный механизм установки приводится отдельным двигателем. При смешанном приводе часть основных исполнительных механизмов имеет общий привод, а некоторые (например, буровые насосы) приводятся в действие отдельным двигателем.

Если используются двигатели внутреннего сгорания (дизельные) или электродвигатели переменного тока с питанием от промышленной сети, то применяют групповой привод или смешанный. Если же установка оснащена электродвигателями постоянного тока, питающимися от индивидуальной дизель-электростанции, лучшие результаты получают при раздельном или смешанном приводе.

При газотурбинном приводе используется такая система соединения, которая позволяет применять групповой или смешанный привод.

Если работы ведутся в местности с развитой промышленной системой электроснабжения, предпочтительно использовать буровые установки с приводом от электродвигателя. Электропривод делает установку более компактной, облегчает ее обслуживание и снижает ее массу. Использование индивидуальной дизель-электростанции постоянного тока позволяет достигнуть более гибкого регулирования работы установки, но вместе с тем увеличивает общую массу оборудования, поэтому этот вид привода не получил широкого применения.

В последнее время начали применять буровые установки с электроприводом постоянного тока, получающим питание от сети через тиристорные выпрямительные станции. Расположение отдельных узлов буровой установки и их взаимодействие показаны на рис. 14.4.

14.4. СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И МОНТАЖ-ДЕМОНТАЖ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

После завершения бурения скважины в одном месте оборудование должно быть доставлено на новую точку и подготовлено для проведения буровых работ. Способ транспортирования буровой установки зависит от ее конструкции, транспортной базы, местных условий, в которых производится переброска оборудования.

Перед транспортированием буровую установку следует демонтировать. Степень демонтирования оборудования (объем работ по демонтажу) зависит от способа транспортирования. Поскольку монтажно-демонтажные работы приводят к непроизводительной затрате рабочего времени, стремятся подобрать такой способ транспортирования установки, который в конкретных данных условиях требовал бы выполнения возможно меньшего объема монтажно-демонтажных работ.

Способ транспортирования буровой установки прежде всего предопределяется ее монтажно-транспортной базой. Как было показано выше, по конструкции монтажно-транспортной базы все буровые установки подразделяются на следующие категории: самоходные буровые установки на шинно-пневматическом или гусеничном ходу, передвижные и стационарные.

Самоходные буровые установки, смонтированные на шасси грузового автомобиля или трактора, при подготовке к транспорту требуют весьма ограниченного объема демонтажных работ. Они сводятся в основном к спуску мачты и переводу ее в транспортное положение. У некоторых установок часть оборудования (например, буровой насос) можно перевозить отдельно на прицепе. На прицеп погружают также буровой инструмент и материалы.

Передвижные установки буксируются в виде единого агрегата на одной платформе или в виде отдельных крупных блоков на нескольких платформах. При переводе в транспортное положение буровую мачту опускают. Буровой инструмент и часть вспомогательного оборудования перевозят универсальными транспортными средствами.

Стационарные буровые установки демонтируют и перевозят блоками (крупно- или мелкоблочный метод) и поагрегатно.

Крупноблочный монтаж применяют в районах со спокойным рельефом и при отсутствии препятствий на пути следования. При этом методе отдельной транспортабельной единицей является крупный блок, который состоит из основания и размещенных на нем нескольких агрегатов и узлов буровой установки. Каждый блок в отдельности перевозят специальными транспортными средствами (тяжеловозами, на специальных тележках большой грузоподъемности на пневмоколесном или гусеничном ходу). Например, установка БУ-125БрЭ подразделяется на три транспортных блока: вышечно-лебедочный, насосно-силовой и насосно-трансмиссионный,— которые перевозят на тяжеловозах.

Мелкоблочный метод предусматривает демонтирование буровой установки на мелкие блоки и их раздельную транспортировку. Мелкий блок включает основание и смонтированный на нем один или несколько узлов буровой установки. Внешние габариты блока ограничиваются размерами транспортных средств. Такой способ транспортирования рекомендуется для районов со сложными геолого-географическими условиями.

В тех случаях, когда по условиям транспортирования буровую установку можно перевозить только универсальными транспортными средствами, т. е. по железной дороге, на автомобилях или самолетами и вертолетами, применяют поагрегатный метод. Буровую установку демонтируют на отдельные агрегаты, секции и элементы таких размеров, которые по своим габаритам и массе можно перевозить указанными средствами.

Последний метод наиболее трудоемок.

На новом участке до монтажа оборудования на отведенной территории планируют площадку, выполняют земляные работы. Под основание блоков установки глубокого бурения закладывают фундаменты. В последние годы эти работы значительно упростились благодаря использованию железобетонных плит, которые позволили значительно уменьшить глубину установки фундаментов.

Наиболее трудоемко устройство фундаментов под буровую установку в районах распространения многолетнемерзлых пород. Под вышку здесь устанавливают фундаменты рамного типа или свайные. Для рамного основания роют котлован глубиной 4 м, размером 3×2. В котловане на песчаной подушке высотой 20 см устанавливают деревянные рамы, связывают их болтами и засыпают мерзлой землей, одновременно подсыпая и утрамбовывая гравий. Это позволяет предохранить мерзлый грунт от растепления.

Монтаж и размещение бурового оборудования осуществляют в соответствии с монтажной схемой, отражающей конструктивные особенности установки, с учетом погодно-климатических условий. При этом расположение оборудования и наземных сооружений должно удовлетворять требованию наибольшей компактности, максимального упрощения монтажно-демонтажных работ, сокращения их продолжительности и обеспечения безопасных условий ведения буровых работ.

При выполнении работ по блочному методу монтаж бурового оборудования заключается в установке блоков на фундаменты и их взаимном закреплении. Для выполнения погрузо-разгрузочных работ при поагрегатном методе используют монтажные краны, смонтированные на тракторах и автомобилях.

Монтаж вышек и мачт проводят различными способами:

в лежачем положении на земле с последующим подъемом с помощью тракторов или лебедки буровой установки;

монтаж по методу «сверху вниз» с использованием специального подъемника ПВК-1 (по Я. М. Кершенбауму);

монтаж вышки по методу «снизу вверх» с помощью наращиваемых стрел.

Вышки мачтового типа собирают в горизонтальном положении на земле, а затем поднимают с помощью буровой лебедки и тракторов.

По второму методу вышки монтируют на земле, начиная с самой верхней секции.

Третий метод отличается большой трудоемкостью и повышенной опасностью при выполнении работ на большой высоте и в настоящее время почти не применяется.

В период монтажных работ устанавливают также вспомогательное оборудование и привышечные сооружения: сарай для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки; насосный сарай для укрытия буровых насосов и их привода; приемные мостки для укладки труб и перемещения инструмента, запасных частей и оборудования; циркуляционную систему с очистными устройствами для отделения шлама из промывочного раствора; строят трансформаторную площадку при централизованном электропитании или площадку для склада ГСМ.

На некотором безопасном расстоянии от буровой вышки располагаются бытовые и вспомогательные производственные помещения (вагончики для размещения буровой бригады, свободной от вахты, а также столовая, баня и т. п.).

14.5. УСТАНОВКИ И СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ МОРСКОГО БУРЕНИЯ

Одна из важнейших технико-экономических проблем второй половины XX века — использование топливных и минеральных сырьевых ресурсов мирового океана. Начиная с 60-х годов текущего столетия наблюдается неуклонный рост добычи нефти из морских месторождений; если в 1960 г. объем морской добычи нефти составлял всего 8 % общего объема мировой добычи, то в 1980 г., т. е. за 20 лет, он возрос до 30 %. По прогнозам экспертов морское дно содержит около половины всех мировых запасов нефти, значительные запасы газа. Разработка нефтяных и газовых месторождений в зоне континентального шельфа осуществляется более чем в 20 странах. В разведочном бурении на море участвует более 140 стран мира.

История развития техники для бурения скважин в акваториях морей начинается с 20-х годов нынешнего столетия. Можно условно выделить несколько основных этапов развития техники морского бурения: I — с 20-х годов до середины 40-х годов; II — с середины 40-х годов до конца 50-х годов; III — с конца 50-х годов по настоящее время.

На первом этапе морское бурение было сопряжено с освоением некоторых прибрежных морских участков известных на суше месторождений. Как правило, при подготовке таких участков к бурению практиковалась засыпка мелководной части моря. Однако и на этом этапе известны отдельные случаи, когда бурение велось с деревянных оснований (островков), возведенных на мелководье. Подобный морской промысел впервые появился в районе Баку в 1924 г.

По мере того как нефтеносные структуры прослеживались дальше от берега, возникала необходимость соответствующим образом проектировать буровые работы. В 1937 г. в США бурение скважин велось уже на расстоянии 3 км от берега при глубинах моря до 4,5 м. С 1934 г. в нашей стране приступили к сооружению металлических оснований для морских промыслов.

Второй этап связан с качественным скачком в развитии техники морского бурения в 40-х годах, когда были открыты крупные морские месторождения нефти на значительном расстоянии от берега. Создание нефтяных промыслов в районе Нефтяных Камней в Каспийском море и в Мексиканском заливе потребовало освоения глубин до 15 м (Мексиканский залив) и до 25 м (Нефтяные Камни). Хотя на этом этапе, как и на первом, буровое оборудование, установленное на морских основаниях, не отличалось от применявшегося на суше, его размещение в море требовало учета специфических условий и приспособления к ним всего оснащения.

На втором этапе были начаты работы по созданию установок на плавучих основаниях. Первый проект такого основания был разработан советским инженером В. И. Тарасевичем в 1944 г. Первая плавучая буровая установка была изготовлена в США в 1949 г.

Начало третьего этапа в конце 50-х годов связывается с тем, что в нашей стране и в США приступили к практическому использованию плавучих буровых установок. Эти работы открыли перспективу развития технических средств для проведения буровых работ в открытом море с автономных установок.

В 1956—1958 гг. в Гипроморнефти велась интенсивная разработка мобильных средств для морского бурения. В 1959 г. была построена и введена в эксплуатацию первая в нашей стране плавучая буровая установка с затапливаемым основанием. Она предназначена для бурения скважин глубиной до 1200 м при глубине моря до 6,5 м. За 3 года с помощью этой установки было пробурено 50 структурно-поисковых скважин.

В 1966 г. была введена в эксплуатацию плавучая буровая установка «Апшерон», а затем «Азербайджан», предназначенные для работы при глубинах моря до 15 м. В 1975 г. на вооружение была принята плавучая установка «Баку», которая позволяет проходить скважины до глубины 6000 м при глубине моря до 75 м.

В 1976—1980 гг. в нашей стране приступили к постройке полупогружных буровых установок типа «Шельф», которые, находясь на плаву, позволяют осваивать буровыми работами глубины моря до 200 м.

Одновременно совершенствовались конструкции стационарных оснований. В 1967 г. глубоководная платформа впервые была применена при глубине вод 102 м. В Северном море на место-

рождении Фортиз две стальные платформы были установлены на участке с глубиной 130 м.

Наибольшие глубины мирового океана могут быть освоены с плавучих средств — буровых судов. Первые буровые суда появились в нашей стране и в США в начале 50-х годов. Практическое использование буровых судов на участках моря со значительными глубинами относится к началу 60-х годов, когда в США определялись возможности реализации проекта «Мохол». Этот проект предусматривал вскрытие верхней мантии скважинами, пробуренными в океане при глубинах моря порядка 3—3,5 тыс. м. Для размещения бурового оборудования была использована баржа «Касс-1». В районе о-ва Гваделупа было пробурено несколько экспериментальных скважин, доказавших возможность использования буровых судов для проведения буровых работ в открытом море со значительными глубинами.

В настоящее время в ряде стран мира имеется обширный парк бурового оборудования для морского бурения.

Морские буровые установки принято классифицировать по двум признакам:

по принципиальной конструктивной схеме и положению в рабочем состоянии сооружения (средства), служащего основанием (монтажной базой) бурового оборудования;

по условной предельной глубине бурения, т. е. по признаку, являющемуся основным для сухопутных буровых установок.

По первому признаку, т. е. по особенностям основания (монтажной базы), все буровые установки принято классифицировать следующим образом: стационарные — свайные, опорно-свайные, опорные; передвижные опорные — самоподъемные, с погружным корпусом; безопорные — полупогружные, буровые суда.

Стационарное основание связано с морским дном и передает на него вес бурового оборудования и все нагрузки, возникающие в период строительства скважины. Конструкция стационарного основания зависит от условий, для которых оно предназначено, и в первую очередь от глубины моря. Наиболее простым видом стационарного основания является свайное.

Свайные основания используют при сравнительно небольших глубинах моря — порядка 15—25 м и реже до 40 м. Для их создания в морское дно забивают сваи, на них сваривают конструкцию платформы, делают настил и монтируют основное и вспомогательное буровое оборудование. При глубинах моря до 15—20 м для сообщения с буровыми, подвоза оборудования, инструмента и материалов на сваях можно прокладывать эстакады. Если глубины моря превышают 20 м, строительство эстакад становится экономически нерациональным.

Основное преимущество свайных оснований — их низкая стоимость по сравнению с другими видами оснований, недостаток —

в ограничении области применения малыми глубинами моря (25—40 м) и невозможность многократного использования.

Стационарные опорно-свайные и опорные основания позволяют проводить буровые работы до глубин моря порядка 150 м. Стационарная буровая платформа состоит из двух частей: подводной и надводной. Подводная часть включает один или несколько опорных блоков. Наиболее широко применяют опорные блоки пирамидальной формы. Надводная часть имеет одну или несколько секций и представляет собой пространственный каркас. Все оборудование может быть размещено на одном уровне (палубе) или на двух. Двухъярусное его размещение позволяет сократить размеры площадки. В этом случае на нижней палубе устанавливают растворный узел, буровые насосы, блок очистки бурового раствора, устьевое оборудование. Все остальное буровое оборудование выносят на верхнюю палубу. Здесь же располагают жилые помещения и вертолетную площадку.

У стационарных платформ опорно-свайного типа после установки в заданном пункте забивают сваи внутри опорных колонн и затем цементируют их.

Все большее распространение получают платформы опорного вида (иногда их называют платформами островного типа), позволяющие упростить и ускорить установку на точке благодаря фиксации такой платформы на месте под влиянием собственного веса.

Стационарные платформы новейших конструкций позволяют бурить скважины в районах с глубинами моря до 200 м. Дальнейшее повышение глубин сопряжено с резким возрастанием массы основания.

Имеется ряд разновидностей глубоководных стационарных платформ. Помимо использования опорных блоков пирамидальной формы решетчатой конструкции, находят применение платформы одноопорные (моноподы) и «качающиеся». Опора монопода представляет собой колонну большого диаметра. Обычно она подразделена на четыре секции, из которых нижнюю заглубляют в морское дно и бетонируют, две промежуточные заполняют водой, а верхняя частично возвышается над уровнем моря. Монопод оказался одним из видов оснований, наиболее приспособленных к тяжелой ледовой обстановке. Например, высокую надежность в подобных условиях показала такая платформа, использовавшаяся с 1966 г. в заливе Кука на Аляске.

«Качающаяся» платформа представляет собой одноколонную опору, снабженную универсальным соединением с донной опорной площадкой. Колонна имеет погружные понтоны, обеспечивающие несущую способность опоры. Испытания, проведенные в Бискайском заливе, позволили выявить ряд преимуществ платформы, и прежде всего простоту ее стабилизации над устьем скважины. С платформами подобного типа связываются планы

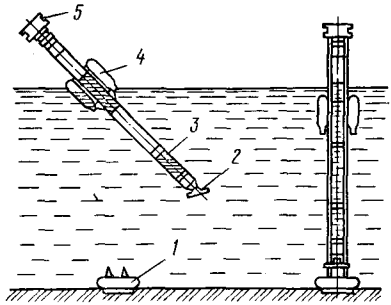


Рис. 14.5. Схема качающейся платформы:
1, 5 — нижнее и верхнее основания; *2* — универсальное соединение; *3* — несущий цилиндр; *4* — понтоны

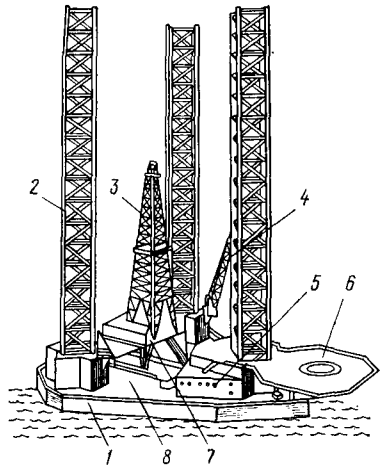


Рис. 14.6. Самоподъемная буровая установка в транспортном положении:
1 — плавучий понтон; *2* — подъемная опора; *3* — буровая вышка; *4* — поворотный кран (грузовой кран); *5* — жилой отсек; *6* — вертолетная площадка; *7* — подвышечный портал; *8* — главная палуба

значительного повышения глубин моря, освоенных с помощью стационарных оснований. В частности, во Франции разработана конструкция «качающейся» платформы для бурения скважин при глубине моря до 400 м (рис. 14.5).

Общее преимущество стационарных оснований состоит в меньшей подверженности влиянию неблагоприятных погодных факторов и в том, что на них удается создать условия, приближающиеся к условиям проведения буровых работ на суше.

В дальнейшем создавались стационарные платформы более рациональных конструкций, позволяющих снизить расход металла и стоимость сооружения: совершенствовался способ монтажа, повышалась устойчивость против действия волн и ветра, разрабатывались надежные способы крепления донной части опоры. Использование специального бурового оборудования с более компактным размещением позволило сократить размеры верхней площадки.

Реализация курса на повышение мобильности оснований с опорой на дно привела к появлению передвижных опорных платформ. В этом направлении создавались конструкции двух типов: с погружным корпусом и самоподъемные. Общей характерной чертой передвижных платформ является то, что они, обладая плавучестью в транспортном положении, перемещаются с точки на точку на плаву. Платформы первого типа включают водонепроницаемый надводный корпус, нижний понтон, имеющий достаточную плавучесть, и вертикальные колонны, соединяющие первые два элемента. После доставки установки в заданный

пункт нижний понтон заполняют водой и вдоль колонн опускают на морское дно. По этим же колоннам корпус поднимают над водной поверхностью на высоту, необходимую для свободного прохождения под ним волн предусмотренной высоты. Установки этого типа не получили практического применения из-за повышенной сложности конструкции.

Буровой комплекс, смонтированный на самоподъемной передвижной платформе, получил название самоподъемной плавучей буровой установки СПБУ (рис. 14.6). База СПБУ представляет собой плавучий понтон с несколькими опорами, которые с помощью специального устройства могут опускаться до морского дна. Число опор может быть от 3 до 14. Для глубин моря до 60 м выпускаются платформы с четырьмя опорами и более, для больших глубин — трехопорные. Опоры имеют круглое или четырехугольное сечение и сплошную или решетчатую поверхность.

СПБУ классифицируются по конструкции и форме корпуса, числу и конструкции опорных колонн и конструктивным особенностям подъемного механизма. Для придания устойчивости при воздействии внешних нагрузок длина понтона обычно должна быть близка к его ширине, и только для специфических условий с ярко выраженной розой ветров (Каспийское море) она может вдвое превышать его ширину.

Все технологическое оборудование, инструмент и материалы для компактности обычно размещают на трех уровнях: на подвышечном портале, на главной палубе и в трюме. На подвышечном портале расположены буровая вышка, ротор, лебедка. Для удобства разбуривания куста скважин предусматривается возможность перемещения подвышечного портала вдоль и поперек корпуса. Трубная площадка с грузовыми кранами находится на главной палубе, здесь же — устройства для дегазации и очистки бурового раствора. В трюме установлены буровые насосы, оборудование для приготовления бурового раствора и емкости для его хранения, комплекс для проведения цементировочных работ.

Жилые и служебно-бытовые помещения обычно находятся в рубках, на отдельных установках могут размещаться в корпусе.

В заданный пункт СПБУ буксируется на плаву. В транспортном положении опоры подняты и возвышаются над понтоном. При недалеких переходах (продолжительностью до 12 ч) допускается транспортировка СПБУ с приспущенными опорами, в этом случае они могут оказывать стабилизирующее влияние. По прибытии в пункт назначения опоры с помощью гидравлической или электромеханической системы опускают на дно, под действием веса оборудования они закрепляются с заглублением или без заглубления в донный грунт в зависимости от конструкции нижнего конца. Затем по опорным колоннам понтон с оборудованием приподнимают над поверхностью воды на высоту, не досягаемую для волн, и с платформы бурят скважину.

Полный цикл включает следующие виды работ:

исследование рельефа дна и свойств донного грунта в намеченном районе;

транспортировка СПБУ в указанный пункт заложения скважины;

подготовка к установке на точку;

спуск опорных колонн на дно моря;

установка и закрепление опорных колонн на дне моря (с заглублением в донный грунт или без заглубления);

подъем корпуса СПБУ на заданную высоту над уровнем моря;

подготовка к буровым работам;

проведение всего объема работ по строительству скважины;

подготовка установки к переводу в транспортное положение;

выдергивание и подъем опорных колонн;

перевод опорных колонн в транспортное положение и подготовка СПБУ к переходу в новый пункт.

Самоподъемные установки обладают высокой мобильностью, достаточной автономностью и могут успешно применяться при глубинах моря до 90 м (в зависимости от длины опор). Имеются проекты СПБУ для работы при глубинах моря до 120 м. Однако увеличение длины опор отрицательно сказывается на устойчивости всей конструкции в транспортном положении, когда опоры подняты и возвышаются над корпусом. Чтобы избежать потери устойчивости, предложены конструкции с телескопическими опорами или со вспомогательными нижними опорами и промежуточной платформой.

К преимуществам СПБУ следует отнести высокую мобильность, достаточную автономность, создание стабильных условий при бурении на море, большую устойчивость в неблагоприятных погодных условиях.

Таблица 14.5. Характеристики самоподъемных буровых установок

Параметры	«Апшерон»	«Азербайджан»	«Баку»	«60 лет Октября»
Глубина моря, м	15	20	75	70
Глубина скважины, м	1800	3000	6000	6000
Размеры корпуса, м:				
длина	37,2	54,0	57,6	57,6
ширина	17,8	27,0	47,4	47,4
Высота борта, м	4,3	5,5	7,2	7,25
Осадка, м	2,5	3,1	4,5	—
Водоизмещение, т	1608	4250	10 400	11 800

Примечание. Число опорных колонн —4, форма корпуса — прямоугольная.

Основные недостатки СПБУ заключаются в сложности конструкции и монтажа опор в условиях моря. Из-за высокой стоимости СПБУ в основном применяют при поисковом и разведочном бурении на континентальном шельфе.

В табл. 14.5 приведены параметры выпускаемых в нашей стране установок.

К безопорным основаниям относятся полупогружные и буровые суда.

Полупогружное основание является плавучим средством, несущая способность которого в значительной степени обеспечивается за счет водоизмещения погружных камер понтонов, располагающихся в воде на некотором расстоянии от поверхности (рис. 14.7). С помощью вертикальных стабилизационных колонн большого диаметра, создающих дополнительное водоизмещение и стабилизирующих положение плавсредства, понтоны поддерживают верхний корпус, на котором размещается буровое оборудование. Буровая установка, смонтированная на таком основании, получила название полупогружной (ППБУ).

Удаление от поверхности моря погружных камер позволяет избавить их от воздействия ветра и волн и обеспечивает большую устойчивость ППБУ, сокращая протяженность ватерлинии. Для удержания установки в заданном пункте над устьем скважины (или, как говорят, для позицирования) применяют различные средства: массивные якоря (до 18—20 т), систему динамической стабилизации с помощью специальных бортовых движителей или сочетание обоих способов. Допустимое смещение установки по отношению к координате устья скважины зависит от гибкости бурильной и обсадной водоизолирующей колонн, способа соединения с донным основанием и, как правило, составляет до 4—5 % от глубины моря в данном месте. В зависимости от применяемых средств стабилизации определяют допустимые глубины моря: при заякоривании — до 300 м, при использовании динамической системы — до 1000 м и более, установки с комбинированной системой могут работать при глубинах моря до 600 м.

Современная ППБУ в режиме бурения может выдерживать действие волн высотой 10—12 м, скорость течения до 1,5 м/с и ветра до 18—24 м/с.

В транспортном положении понтоны полностью опорожнены и находятся на поверхности моря, верхний корпус возвышается над водой (высота возвышения у некоторых установок может достигать 40 м). Установки транспортируют двумя-тремя мощными буксирами, но имеются и самоходные установки. После прибытия в указанный пункт установку из транспортного положения переводят в рабочее подачей водяного балласта в цистерны нижних понтонов, которые по мере заполнения цистерн погружаются в море. В рабочем положении понтоны располагаются на глубине до 25—33 м от поверхности моря.

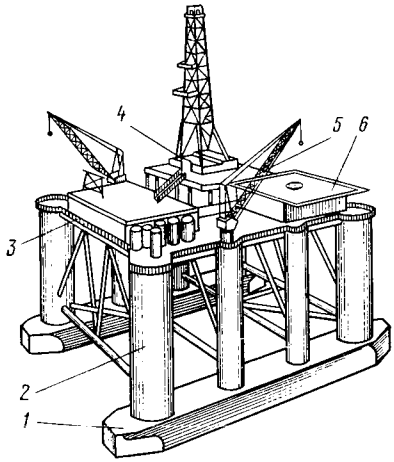
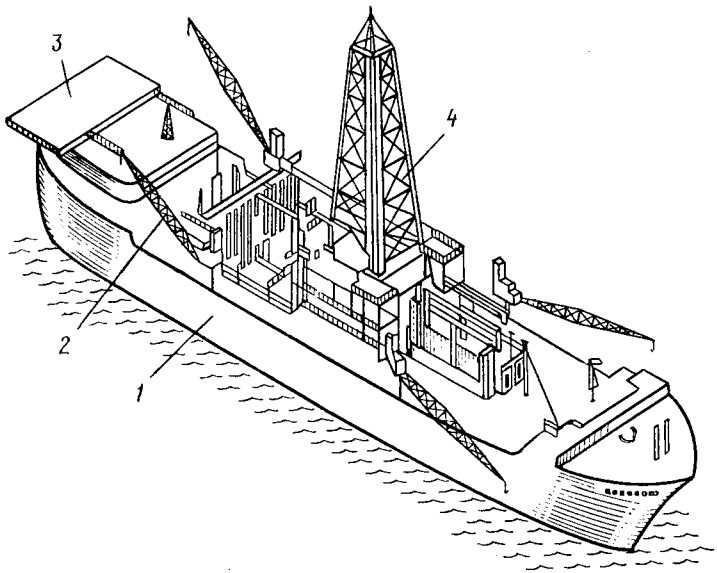


Рис. 14.7. Полупогружная буровая установка:

1 — погружной понтон; *2* — стабилизационная колонна; *3* — верхний корпус; *4* — буровая установка; *5* — грузовой кран; *6* — вертолетная площадка

Рис. 14.8. Общий вид бурового судна:

1 — судно; *2* — грузовой кран; *3* — вертолетная площадка; *4* — буровая вышка



Во время проведения буровых работ под воздействием переменных нагрузок возникает качка корпуса, которая может неблагоприятно сказываться на работе бурильного инструмента в скважине. Для устранения вредного влияния качки и стабилизации условий работы бурильной колонны и породоразрушающего инструмента устанавливают компенсаторы вертикальных перемещений. Их внедрение позволило поддерживать заданную нагрузку на долото.

Полупогружные буровые установки имеют ряд преимуществ, среди них прежде всего следует отметить высокую мобильность, возможность бурения скважин при значительных глубинах моря, достаточную стабильность в сложных условиях.

В нашей стране выпущено несколько установок типа «Шельф», предназначенных для бурения скважин глубиной до 6000 м при глубине моря до 200 м. Дальнейшее совершенствование ППБУ направлено на повышение устойчивости за счет улучшения конструкции погружных понтонов и стабилизирующих колонн, на повышение эффективности системы динамической стабилизации и обеспечение самоходности.

Второй тип безопорных оснований — буровые суда (рис. 14.8). В качестве бурового используют морское судно, специально построенное или реконструированное для размещения бурового оборудования и инструмента и проведения буровых работ в акваториях морей и океанов. Буровые суда отличает высокая мобильность, хорошие мореходные качества, возможность проведения буровых работ в глубоководных районах и высокая автономность, т. е. возможность продолжительной работы без пополнения запасов и вывоза отходов. Например, на судне «Пеликан», построенном в 1972 г. голландской фирмой «Холланд инк.» и предназначенном для бурения до глубины 4600 м, можно иметь запасы для бурения трех скважин.

Высокая мобильность и автономность делают буровые суда особенно эффективными при проведении поискового и разведочного бурения на глубоководных участках моря. Наиболее совершенные буровые суда позволяют осваивать глубины моря до 1800 м и более.

Поскольку судно подвержено действию ветровой нагрузки и волн, весьма важное значение имеет стабилизация его положения. Как и в рассмотренном выше случае использования ППБУ, она решается применением заякоривания судна (при глубинах до 300 м) и системы динамической стабилизации (при глубинах свыше 300 м). Система динамической стабилизации включает несколько движителей, например, на судне «Седко 445» имеется 11 движителей мощностью по 550 кВт каждый. Применяемые системы стабилизации положения судна надежно работают в относительно спокойных условиях. Это обусловливает некоторый недостаток бурового судна, так как ограничивает сроки проведения буровых работ только периодами с благоприятными погодными условиями.

В связи со сложными условиями проведения буровых работ с базы, находящейся на плаву и, следовательно, подверженной качке, на судне помимо основного бурового оборудования приходится иметь дополнительное техническое оснащение: систему подвески бурильной и обсадной (водоизолирующей) колонн; систему связи с донным устьевым оборудованием; закрытую поверхност-

ную систему циркуляции с принудительной подачей бурового раствора, создающей движение жидкости в условиях качки; механизированные стеллажи для размещения, укладки и подачи буровых труб при выполнении спуско-подъемных операций; устройство компенсации вертикальных колебаний судна (рис. 14.9).

Компенсатор вертикальных колебаний устанавливают для поддержания заданной нагрузки на долото независимо от качки судна при волнении моря. В настоящее время на судах применяют компенсаторы различной конструкции. Неплохой результат дает гидропневматический компенсатор, встроенный между кронблоком и верхним поясом вышки. Гидропневматическая система «Юникод» на судне «Пеликан» при нагрузке на крюке до 2 МН имеет предел компенсации до 4,5 м и скорость срабатывания 1,8 м/с.

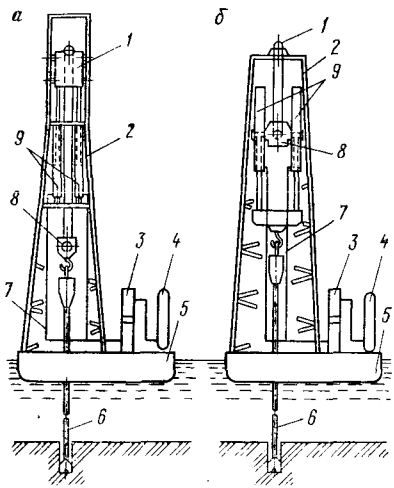


Рис. 14.9. Устройство компенсации вертикальных перемещений судна:

а — компенсатор кронблока; *б* — компенсатор талевого блока; *1* — крон-блок; *2* — буровая вышка; *3* — гидро-пневмоаккумулятор; *4* — воздушный баллон; *5* — плавучее средство; *6* — бурильная колонна; *7* — гидролинии; *8* — талевый блок; *9* — цилиндры компенсатора

При глубинах моря до 75—90 м создают надводное завершение устья скважины, т. е. от дна моря до превенторной площадки устанавливают водоизолирующую колонну, которую обычно заглубляют в дно до плотных осадков. Она служит для изоляции скважины от водной среды и крепится к корпусу тросовыми оттяжками. Если же глубина моря свыше 90 м, то устье скважины оборудуют на дне моря придонной арматурой. В этом случае организуется система связи поверхности с донным оборудованием. Она включает направляющие приспособления, систему дистанционного управления блоком перекрытия устья скважины, колонну обсадных труб для прокачки бурового раствора и направления бурильной колонны.

В качестве направляющего приспособления используют систему натянутых между устьевым оборудованием и буровым судном тросов или позиционную акустическую систему, работающую вместе с панорамным гидропеленгатором. Тросовую связь используют в тех случаях, когда судно удерживается на якорях.

На судне имеется дистанционное управление герметизирующим устьевым оборудованием и соединителем блока перекрытия устья. Для управления всеми подводными механизмами и при-

способлениями применяют один из следующих способов: гидравлический, электрический, акустический или их комбинацию.

Дальнейшее совершенствование буровых судов направлено на расширение области их применения (повышение освоенных морских глубин), повышение надежности, создание более благоприятных условий для роста производительности морского бурения. Большое внимание уделяется разработке надежных заякоривающих устройств и стабилизирующих систем, оптимизации размещения бурового оборудования на палубе судна, проектированию судов, приспособленных для работы в суровых условиях.

15. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ В БУРЕНИИ

15.1. СТРУКТУРА И ЗВЕНЬЯ БУРОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ. РОЛЬ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И РАЙОННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЛУЖБ

В нефтяной и газовой промышленности строительство скважин возложено на управления буровых работ (УБР). Кроме того, в ряде районов поисково-разведочное бурение на нефть и газ осуществляется экспедициями Мингео СССР. Управление буровых работ — производственное предприятие, действующее в рамках производственного объединения. Объединение осуществляет руководство и контроль работы УБР, рассматривает и утверждает перспективные планы УБР и плановые задания на год, а также обеспечивает соблюдение прав УБР и содействует развитию хозяйственной самостоятельности и проявлению инициативы предприятия. УБР выполняет работы по заказу объединения на хоздоговорных началах.

Действующая ныне система хозяйственного руководства производством отличается тесным органическим единством организационных форм управления, системы планирования и методов экономического и материального стимулирования развития производства. Хозяйственное руководство предприятием включает управление, планирование и организацию производства и труда на предприятии и направлено на улучшение производственно-хозяйственной деятельности и повышение технико-экономических показателей производства. Большая роль в стимулировании предприятия на более эффективное использование трудовых, материальных и денежных ресурсов принадлежит хозрасчетному методу финансирования буровых работ. Посредством хозяйственного расчета осуществляется плановое начало в организации производства.

В оперативно-техническом отношении УБР обладает самостоятельностью. Оно самостоятельно решает производственно-технические и технологические вопросы, принимает меры для полного использования имеющихся производственных мощностей, потен-

циальных возможностей повышения эффективности производства и использования материально-технических средств. Поэтому помимо выполнения главной задачи на УБР возлагается также внедрение новейших достижений науки, техники и передового опыта, повышение эффективности производства за счет улучшения использования трудовых, материальных и финансовых ресурсов, рациональное использование капитальных вложений и повышение их эффективности, снижение стоимости буровых работ и сокращение сроков строительства скважин, внедрение научной организации труда, производства и управления, подготовка квалифицированных кадров и рациональное их использование, создание безопасных условий труда на производстве, улучшение жилищных и культурно-бытовых условий работников и членов их семей.

УБР контролирует и направляет деятельность всех подразделений, входящих в его состав. В руководстве УБР сочетаются единоначалие и коллегиальность, коллегиальное руководство осуществляется через Совет УБР. В состав Совета входят начальник УБР, его заместители, руководители отделов и производственных подразделений. Председателем Совета является начальник УБР. В работе Совета принимают участие представители общественных организаций УБР. Избирается также Совет трудового коллектива.

Состав производств и служб УБР и их взаимодействие в процессе производства определяются производственной структурой. Производственная структура отдельных буровых предприятий может иметь отличительные особенности, но в общих чертах ее можно представить в таком виде, как показано на рис. 15.1.

В производственной структуре УБР выделяются основные и вспомогательные производства и соответственно все цехи и хозяйства УБР подразделяются на основные и вспомогательные. В цикле строительства скважины к основному производству относятся вышкомонтажные работы, бурение и работы по креплению ствола и испытанию скважины. Подразделениями основного производства являются районная инженерно-технологическая служба (РИТС) и центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС), которая осуществляет координацию работы основного и вспомогательных производств.

По специфике организации работ и технического обеспечения, особенно в районах большого сосредоточения буровых объектов, некоторые подразделения основного производства выделяются в отдельные вспомогательные хозяйства (цехи, конторы). Прежде всего это относится к вышкомонтажному цеху (конторе), тампонажному цеху (конторе) и цеху испытания скважин.

Вспомогательные производственные подразделения (БПО и цехи) обеспечивают бесперебойное снабжение основного производства энергией, материалами, проводят техническое обслуживание и ремонты оборудования и инструмента и осуществляют прочие виды обслуживания.

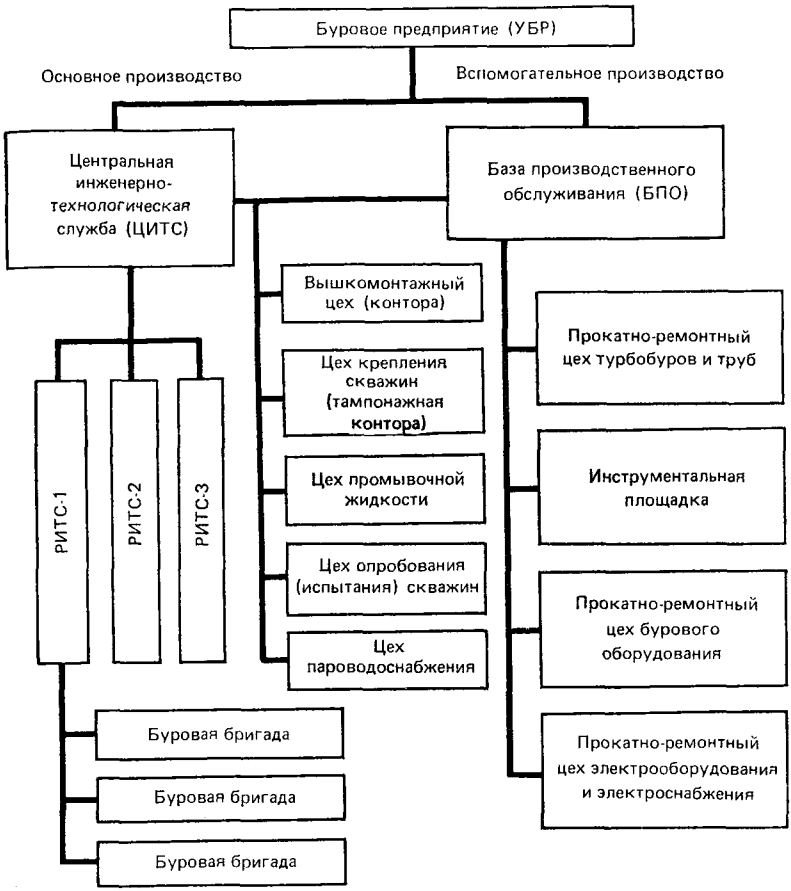


Рис. 15.1. Типовая производственная структура бурового предприятия (УБР)

Производственная структура определяет организационную структуру предприятия, которая охватывает все звенья управления и устанавливает их взаимосвязь, взаимодействие и соподчиненность. Организационная структура (рис. 15.2) включает аппарат управления, отделы, ЦИТС и РИТС. Отделы и службы УБР принято подразделять на органы оперативного управления и функциональные звенья. К органам оперативного управления относятся ЦИТС и РИТС. В районах с малыми объемами буровых работ РИТС может быть упразднена и ее функции переданы ЦИТС.

Всю работу аппарата управления и УБР в целом организует начальник УБР, он же несет полную ответственность за их состо-

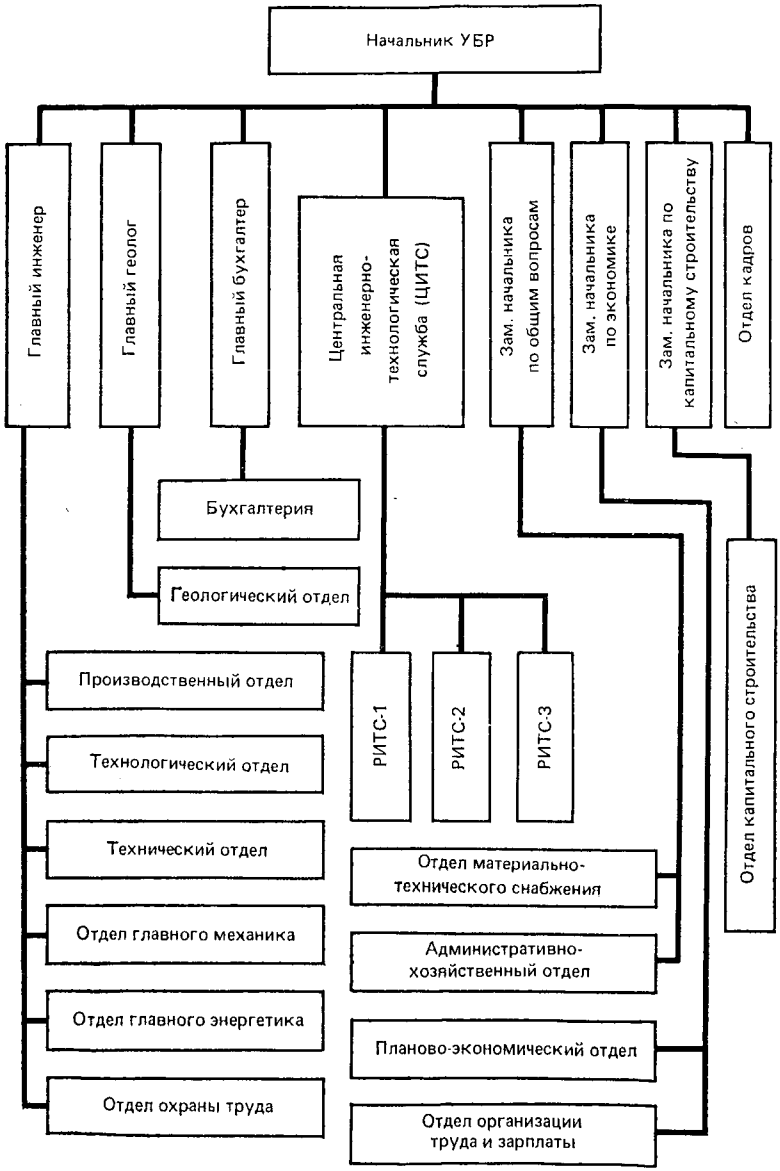


Рис. 15.2. Типовая организационная структура бурового предприятия (УБР)

яние и деятельность. Начальник УБР имеет несколько заместителей (главный инженер, главный геолог, заместитель по экономике, заместитель по общим вопросам, заместитель по капитальному строительству). Первым заместителем начальника УБР является главный инженер, который наравне с начальником отвечает за уровень производственно-технического руководства и деятельность УБР.

Функциональными звеньями организационной структуры УБР являются отделы (рис. 15.2).

В оперативном управлении основным производством главная роль принадлежит центральной и районным инженерно-технологическим службам. Центральная инженерно-технологическая служба подчинена непосредственно начальнику УБР, ей, в свою очередь, подчинены районные инженерно-технологические службы. Инженерно-технологическая служба осуществляет круглосуточный оперативный контроль и оперативное руководство основным производством, т. е. буровыми работами, следит за выполнением текущих плановых заданий по строительству скважин и соблюдением предусмотренной технологии процессов. ЦИТС концентрирует информацию, поступающую от РИТС, представляет руководству УБР сводные сведения о ходе выполнения плановых заданий, координирует деятельность производственных подразделений УБР и контролирует своевременное проведение мероприятий и обеспечение материалами и инструментами буровых работ, необходимыми для их бесперебойного проведения и качественного исполнения. В случае необходимости ЦИТС оперативно организует работы по предотвращению осложнений, ликвидации аварий и предпринимает соответствующие действия в иных экстренных ситуациях.

В задачу РИТС входит обеспечение выполнения плановых заданий по буровым работам на обслуживаемых объектах. Через РИТС оформляются заявки на материально-техническое обеспечение, проведение внеплановых работ и транспортное обслуживание. РИТС контролирует выполняемые на буровой работы и соблюдение предусмотренной технологии.

Связь РИТС с буровыми осуществляется или по радиотелефонной линии связи, или с использованием высоковольтной линии энергоснабжения буровых. С совершенствованием средств связи и развитием систем телеметрического контроля значение инженерно-технологической службы возрастает. На оснащение центральных пунктов поступает электронно-вычислительная техника. ЭВМ позволяет значительно повысить оперативность и надежность обработки поступающей с буровых первичной информации, предупредить наступление непредвиденных ситуаций в бурении, накапливать банк данных, на основе которых облегчается оптимизация процесса бурения.

В дальнейшем предусматривается передавать команды от

центрального пункта непосредственно на исполнительные органы буровой установки. Это будет способствовать значительному повышению оперативности в управлении буровыми процессами.

15.2. СОСТАВ БУРОВОЙ БРИГАДЫ. ФУНКЦИИ ЧЛЕНОВ БУРОВОЙ ВАХТЫ

Буровая бригада — это первичный производственный коллектив, объединяющий разнородных по квалификации, профессии и функциям сотрудников и рабочих для выполнения определенного круга работ по строительству скважины. Номенклатура выполняемых работ и организация труда зависят от целей буровых работ, глубины и конструкции скважины. На организацию труда буровой бригады и ее состав существенно влияют продолжительность и структура цикла строительства скважины.

В глубоком бурении организуется непрерывная работа буровой в три смены, каждая продолжительностью 8 ч. Буровая бригада включает четыре смены, или вахты, которые обеспечивают непрерывную работу в течение суток. Состав вахты может видоизменяться в зависимости от типа буровой установки (табл. 15.1).

Буровую бригаду возглавляет буровой мастер. На эту должность назначают либо дипломированного специалиста, либо (в порядке исключения) опытного бурильщика со стажем работы в бурении не менее трех лет.

Буровой мастер руководит бригадой, состоящей из четырех вахт. Каждая вахта, как правило, включает четырех работников — бурильщика и трех его помощников.

Буровой мастер несет персональную ответственность за бесперебойное проведение работ, обеспечение буровых работ всеми необходимыми материалами, соблюдение и выполнение проекта на строительство скважины, обеспечение безопасных условий выполнения работ и осуществление мер по охране окружающей среды. При переходе бригады на новую точку он принимает от монтажников буровое оборудование.

Вместе с бурильщиком буровой мастер осуществляет непрерывный технический контроль за состоянием оборудования, инструмента, рабочего места и надежностью средств техники безопасности на буровой. Если обнаружены недостатки в техническом состоянии бурового оборудования или нарушения требований техники безопасности, буровой мастер и бурильщик принимают меры к их устранению.

Бурильщик возглавляет вахту и несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его вахты. Он должен иметь удостоверение от горно-технического надзора о сдаче экзамена на право ведения буровых работ. Он принимает оборудование и инструмент от предшествующей вахты, управляет про-

Таблица 15.1. Количественный и квалификационный состав смены (вахты) в бурении нефтяных и газовых скважин

Рабочая профессия	Разряд	Численность работающих							
		Скважины глубиной до 4000 мм				Скважины глубиной свыше 4000 м			
		Тип привода				Тип привода			
		Двигатели внутреннего сгорания		Электрический	Бурение с электробуром	Двигатели внутреннего сгорания		Электрический	Бурение с электробуром
		1—2	3 и более			1—2	3 и более		
Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения	6*	1	1	1	1	—	—	—	—
	Вне разряда	—	—	—	—	1	1	1	1
Помощник бурильщика (первый)	4	1	1	1	1	—	—	—	—
	5	—	—	—	—	1	1	1	1
Помощник бурильщика (второй)	4	1	1	1	1	—	—	—	—
	5	—	—	—	—	1	1	1	1
Помощник бурильщика (третий)	3	1	1	1	1	—	—	—	—
	4	—	—	—	—	1	1	1	1
Дизелист (моторист) буровой установки	3	—	1	—	—	—	1	—	—
	4	1	1	—	—	1	1	—	—
Помощник бурильщика при бурении электробуром	4	—	—	—	1	—	—	—	1

* При глубине скважин до 1500 м бурильщик должен иметь квалификацию 5-го разряда; при бурении сверхглубоких скважин в зависимости от объема спуско-подъемных операций с разрешения объединения в состав каждой смены может быть дополнительно введен один помощник бурильщика 3-го разряда.

цессом бурения и осуществляет основные работы по углублению скважины, следит за соблюдением предписанного по режимно-технологической карте режима бурения, осуществляет контроль за состоянием оборудования и руководит работой всех членов вахты. По радио-телефону он поддерживает связь с буровым мастером и с РИТС (УБР) и в случае необходимости обращается за консультацией, принимает участие в выработке решения и обеспечивает его реализацию. Во время выполнения спуско-подъемных операций и работы долота на забое бурильщик находится у пульта управления буровой установкой.

Первый помощник бурильщика при спуско-подъемных операциях обслуживает машинный ключ, обеспечивает выполнение основных операций по свинчиванию и развинчиванию бурильной колонны, перемещению свечей и вместе с третьим помощником оперирует с элеватором. Во время бурения в его обязанности входит наблюдение за работой буровых насосов, контроль за параметрами промывочной жидкости и работой очистной системы,

участие в приготовлении и обработке промывочного раствора. При бурении он может в случае необходимости подменить бурильщика.

Второй помощник бурильщика во время спуско-подъемных операций работает на полатях. Он надевает или снимает элеватор и перемещает верхний конец свечи бурильных труб; в остальное время он вместе с первым помощником наблюдает за циркуляционной системой и буровыми насосами.

Третий помощник бурильщика во время спуско-подъемных операций работает возле ротора на машинном ключе, помогает перемещать нижний конец свечи; в остальное время следит за чистотой на буровой и на мостках.

Если используют дизельный привод, то в состав буровой бригады включают дизелиста, если же электрический — электрика. При бурении в сложных геологических условиях для контроля за рецептурой применяемых растворов в буровую бригаду вводят лаборанта по глинистым растворам.

На разведочных работах и эксплуатационном бурении иногда вводят должность помощника мастера.

15.3. РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ БУРОВОЙ БРИГАДОЙ

Состав работ для условий мелкого и глубокого бурения практически остается одним и тем же, в то время как характер работ существенно зависит от глубины бурения, типа применяемого бурового оборудования, оснащенности средствами малой механизации.

Во время углубления скважины, если бурение происходит в нормальных условиях без осложнений, непосредственно бурением занят только бурильщик, который, находясь у пульта, осуществляет контроль и управление технологическим режимом проходки скважины.

Большие нагрузки на всех членов буровой бригады ложатся при выполнении спуско-подъемных операций, при спуске обсадных колонн. Здесь необходимы слаженная работа всех членов бригады, хорошее знание своих обязанностей, навыки в работе.

Спуско-подъемные операции выполняют всякий раз, когда нужно заменить породоразрушающий инструмент то ли по причине его износа, то ли в силу необходимости в новых условиях применить инструмент другого типа. Порой возникает необходимость подъема бурильной колонны по иной причине, например для проведения геофизических исследований в скважине, при необходимости опробования продуктивного горизонта, при неполадках в работе турбобура и т. п.

При выполнении спуско-подъемных операций бурильную колонну подразделяют на длинные свечи, которые состоят из нескольких бурильных труб. Длина свечи зависит от высоты вышки

и составляет примерно 2/3 ее: так, вышки высотой 40—42 м позволяют извлекать свечи длиной 27—28 м, а высотой 53 м — свечи длиной 36 м. Такие свечи располагаются внутри вышки в вертикальном положении, поэтому спуско-подъемные операции выполняют в этом случае с верховым рабочим.

Проследим за работой в период спуска или подъема инструмента буровой бригады на глубоком бурении.

После того как бурильщик примет решение поднимать инструмент, в течение некоторого времени скважину промывают, так как при ее большой глубине по всему стволу скважины в растворе накапливается довольно много шлама и его надо вынести на поверхность. Как только промывка прекращается, бурильщик, управляя лебедкой, приподнимает инструмент над забоем с таким расчетом, чтобы над столом ротора показался нижний переводник ведущей трубы. Пока поднимается ведущая труба, буровые рабочие вынимают из стола ротора малые вкладыши. Под нижний переводник подкладывают элеватор и машинными ключами раскрепляют резьбовое соединение, а затем полностью развинчивают трубы.

Во время развинчивания резьбового соединения тяжелую ведущую трубу с массивным вертлюгом поддерживают на весу. Отсоединенную ведущую трубу приподнимают и с помощью специального приспособления-затаскивателя, прикрепляемого к ее нижнему концу, заводят в шурф, представляющий собой мелкую наклонную обсаженную скважину. Глубина шурфа соответствует длине ведущей трубы.

Первый и третий помощники бурильщика отсоединяют крюк от вертлюга и заводят штропы в проушины элеватора, поддерживающего бурильную колонну. Начинается подъем бурильной колонны. Как только бурильная колонна будет извлечена из скважины на длину первой свечи и над столом ротора покажется ее нижнее соединение, первый и третий помощники подкладывают под него элеватор.

Первый помощник встает за пульт автоматического ключа АКБ-3, перемещает захватное устройство к бурильной колонне, запирает его на замковом соединении и раскрепляет резьбу. Под действием пружины, находящейся в крюке, отсоединенная свеча приподнимается и ее нижний конец выходит из резьбового соединения. Третий помощник при поддержке первого заводит свечу на подсвечник. Бурильщик освобождает тормоз лебедки, и свеча устанавливается на подсвечник. После этого второй помощник (верховой рабочий), находящийся на полатях, освобождает элеватор и заводит верхний конец свечи за палец. Бурильщик, растормаживая лебедку, спускает элеватор. Как только элеватор опустится на стол ротора, первый и третий помощники открепляют с него штропы и переносят их на элеватор, поддерживающий бурильную колонну. С помощью лебедки из скважины извлекают вторую свечу и т. д. Во время подъема бурильной колонны часть

раствора из скважины попадает на рабочую площадку и сильно загрязняет ее. Для удаления промывочной жидкости с бурильных труб на бурильную колонну при подъеме надевают резиновый фартук или обмывают трубы при их извлечении из скважины водой из шланга.

При спуске бурильной колонны операции выполняют в такой последовательности.

Бурильную колонну, как и при подъеме инструмента, подвешивают в скважине на элеваторе, установленном на столе ротора. Пока бурильщик лебедкой поднимает свободный элеватор до уровня полатей, верховой рабочий выводит очередную свечу из-за пальца и готовится надеть на нее элеватор. Как только элеватор оказывается на колонне, бурильщик по сигналу верхового лебедкой приподнимает свечу, она сходит с подсвечника и, удерживаемая третьим помощником бурильщика, под собственным весом движется к ротору. Прежде чем нижний конец свечи будет введен в верхний торец бурильной колонны, третий помощник успевает смазать резьбу специальной смазкой. Резьбовое соединение свинчивают либо круговым ключом, либо автоматическим ключом АКБ-3.

После полного соединения резьбы бурильную колонну приподнимают лебедкой, снимают с нее нижний элеватор и отводят в сторону. Бурильную колонну плавно спускают в скважину до упора верхнего элеватора в стол ротора. Затем первый и третий помощники снимают штропы с элеватора на бурильной колонне и закрепляют на свободном элеваторе, который поднимают до уровня полатей. Подобным образом спускают остальные свечи.

После того как последняя свеча будет спущена в скважину и вся колонна подвешена на элеваторе, крюк надевают на серьгу вертлюга. С помощью лебедки ведущую трубу извлекают из шурфа, подводят к оси вышки и соединяют с бурильной колонной. Затем всю колонну приподнимают и освобождают элеватор. Включают буровые насосы и с промывкой инструмент плавно опускают на забой. Ведущую трубу закрепляют в столе ротора малыми вкладышами и начинают бурение.

Для того чтобы освободить членов буровой бригады от необходимости перемещать штропы с одного элеватора на другой, применяют клиновые захваты, позволяющие удерживать колонну в роторе. Это дает возможность работать только с одним элеватором, постоянно подвешенным на штропах.

В процессе бурения по мере углубления скважины время от времени необходимо наращивать бурильную колонну. Наращивание выполняют после того, как верхний конец рабочей части ведущей трубы достигнет стола ротора. Для наращивания заранее готовят бурильную трубу, длина которой обязательно должна быть меньше рабочей длины ведущей трубы. В процессе наращивания бурильную колонну приподнимают до полного выхода ве-

дущей трубы из ротора, подвешивают на элеваторе, который должен быть заведен под муфту верхней трубы. Затем ведущую трубу отсоединяют, а к свободному концу колонны присоединяют наращиваемую трубу, подвешенную на элеваторе. Колонну приподнимают лебедкой и отводят освободившийся нижний элеватор. Спускают колонну до упора верхнего элеватора в стол ротора и соединяют с ведущей трубой.

В глубоком бурении, когда наращивания колонны приходится выполнять довольно часто и затраты времени велики, эту операцию стремятся упростить.

Весьма трудоемки и чрезвычайно ответственны работы по спуску обсадной колонны в скважину. О подготовке скважины, оборудования и обсадных труб уже говорилось выше (см. 9.7), здесь же речь пойдет об организации работы самой буровой бригады во время спуска. Буровой персонал тщательно готовится к этим работам, чтобы выполнить их четко, без задержки и простоев. Башмак колонны и несколько нижних труб для надежности приваривают, поэтому для момента начала спуска обсадной колонны может потребоваться электросварщик.

Так как обсадные трубы присоединяют к колонне по одной, на время спуска устраивают временные полати для размещения верхового рабочего на высоте около 10—10,5 м, соответствующей длине обсадной трубы. Спускают обсадную колонну на элеваторах или с использованием спайдера. Со стеллажа, где находятся обсадные трубы, каждую трубу подают к устью с помощью элеватора, который подхватывает ее под муфту. Обсадные трубы свинчивают очень осторожно, чтобы избежать перекоса в резьбе и ее порчи. После соединения очередной обсадной трубы всю колонну приподнимают для освобождения клиньев или элеватора, на котором она была подвешена, затем плавно опускают до момента, пока верхний элеватор не опустится на ротор или не будут приведены в действие клинья. Все операции повторяют аналогично для последующих обсадных труб.

Помимо основных работ по проходке и креплению (спуску обсадной колонны) ствола скважины буровая бригада выполняет и некоторые иные работы. Их номенклатура зависит от формы организации работ по строительству скважины. Форма организации работ может быть комплексной и специализированной. При комплексной организации, которая особенно широко практикуется при удалении бурящихся скважин на значительные расстояния, буровая бригада выполняет также вышкомонтажные и демонтажные работы, ремонт оборудования в монтажный период, подготовительные работы к бурению и испытание скважины. В этом случае в состав буровой бригады вводят звено вышкомонтажников. Специализированная форма организации оставляет на долю буровой бригады только работы по проходке и креплению ствола скважины.

Остальные работы цикла выполняют вспомогательные службы бурового предприятия или сторонние организации. Так, подготовку к строительству буровой и монтаж оборудования ведет специализированная вышкомонтажная бригада вышкомонтажной конторы (цеха) бурового предприятия. Обсадные колонны цементирует специализированная организация (тампонажная контора), перфорацию обсадных колонн, а также испытание продуктивных пластов проводит геофизическая служба и т. д.

15.4. СРЕДСТВА МЕХАНИЗАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ НА БУРОВОЙ

Известно, что спуск и подъем бурильной колонны сопряжен с выполнением ряда трудоемких операций, многие из которых проводят вручную. С ростом глубин бурения нагрузки в значительной степени увеличились. Этим объясняется, что усилия конструкторских организаций направлены на создание новых инструментов, механизмов и машин, облегчающих проведение спуско-подъемных операций.

Вместо механических ключей, которые требовали больших затрат физического труда и были небезопасными в работе из-за возможных обрывов тросика, стали использовать подвесной пневматический ключ типа ПБК, позволяющий механизировать основные операции по свинчиванию бурильных труб, и стационарный автоматический ключ АКБ, который полностью механизирует все основные операции по свинчиванию и развинчиванию бурильных труб.

Для механизации установки свечей на подсвечник и подачи их к оси скважины был разработан и изготовлен комплекс МСП-2, предназначенный для оснащения копровых вышек высотой 41 и 53 м.

Комплекс МСП-2 позволил механизировать следующие операции: затаскивание и установку свечей на подсвечник; подтягивание верхнего конца свечи и установку за палец; свинчивание и докрепление резьбовых соединений бурильных и обсадных труб.

Создание комплекса МСП-2 и подобных машин и механизмов для механизации спуско-подъемных операций послужило базой для разработки систем полной их автоматизации.

Автоматизация спуска и подъема бурильной колонны проводится по двум направлениям: автоматизация спуско-подъемных операций при сохранении основной технологической схемы с совмещением во времени некоторых из них и автоматизация по совершенно новой технологической схеме.

Первое направление нашло реализацию в создании комплексной установки АСП для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций в бурении и гидросистемы автоматического непрерывного подъема инструмента конструкции ВНИИнефте-

маша. Системой АСП в настоящее время оснащены некоторые установки, предназначенные для бурения скважин на глубину до 3000—4000 м (например, установка БУ-125).

Система АСП включает следующие исполнительные машины и механизмы: механизированный подсвечник, автоматический стационарный ключ АКБ, клиновые захваты, автоматический элеватор, талевый блок специальной конструкции с внутренним каналом для пропуска бурильных труб, устройство для центрирования бурильной свечи в копре и механизм подачи и переноса свечи, управляемый с нижней рабочей площадки.

Автоматизированный комплекс свинчивает и развинчивает бурильные трубы; устанавливает свечи на подсвечник, снимает их с подсвечника и выносит к оси скважины; автоматизирует управление элеватором при захвате и освобождении колонны бурильных труб; совмещает подъем или спуск порожнего элеватора с операциями установки свечи на подсвечник и выноса ее с подсвечника; закрепляет и удерживает колонну бурильных труб в роторе.

Механизмы комплекса работают следующим образом. Бурильную колонну подвешивают в роторе на клиновом захвате. Во время отвинчивания свеча в верхней части поддерживается центратором, который срабатывает и запирается на свече при спуске элеватора. Элеватор спускают к ротору и сажают на верх бурильной колонны. Отсоединенная свеча специальным захватом приподнимается, переносится в сторону и устанавливается за палец. Приподнимая свечу, захват открывает центратор и одновременно освобождает ее. Нижний конец свечи крюком-затаскивателем заводится в подсвечник. Элеватор подхватывает бурильную колонну, и она поднимается на высоту следующей свечи.

Комплекс АСП не только облегчает труд рабочих, но и изменяет его содержание. Если без автомата два помощника бурильщика работали около ротора в наиболее опасной зоне буровой в непосредственной близости от постоянно движущихся механизмов талевой системы, выполняя вручную многие операции и перемещая при этом только за один спуск или подъем инструмента с глубины 3000 м до 100 тонн груза, то на установке, оснащенной АСП, место их работы и характер труда изменились. Первый помощник бурильщика располагается за пультом управления ключом АКБ-3 и контролирует автоматическое выполнение процесса подвода и отвода ключа у устья скважины; второй помощник (верховой рабочий) на полати не поднимается, а находится рядом с первым помощником за пультом управления механизмами захвата и перемещения свечей, третий помощник освобождается от участия в спуско-подъемных операциях.

Разработана и испытывается гидрофицированная установка с автоматическим непрерывным подъемом и спуском бурильной колонны.

15.5. ОХРАНА ТРУДА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА БУРОВОЙ

Деятельность службы охраны труда и техники безопасности направлена на создание здоровых и безопасных условий труда, предупреждение и профилактику профессиональных заболеваний, снижение травматизма и аварийности на производстве. В статье 57 «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о труде», в частности, сказано: «На всех предприятиях, в учреждениях, организациях создаются здоровые и безопасные условия труда. Обеспечение здоровых и безопасных условий труда возлагается на администрацию предприятий, учреждений, организаций. Администрация обязана внедрять совершенные средства техники безопасности, предупреждающие производственный травматизм, и обеспечивать санитарно-гигиенические условия, предотвращающие возникновение профессиональных заболеваний рабочих и служащих». Там же определены общие правила по охране труда, обязательные для администрации (ст. 60) и для рабочих и служащих (ст. 61).

По своему характеру буровые работы имеют немало специфических особенностей. Среди них в первую очередь можно выделить следующие:

буровые работы производятся непрерывно на протяжении суток в различных погодных условиях;

находящийся на посту буровой персонал лишь частично защищен от воздействия погодных факторов и внешней среды;

отдельные процессы и операции цикла строительства скважины отличаются высокой интенсивностью и создают повышенную напряженность в работе членов буровой бригады;

определенное нервно-психическое напряжение вызывает бурение скважин в осложненных условиях, сопровождающееся повышением нагрузок на буровое оборудование до предельных величин;

возможность возникновения опасных ситуаций при бурении скважин в мало изученных районах, особенно при вскрытии нефтегазоносных интервалов с высоким пластовым давлением.

К специфическим условиям буровых работ следует отнести их удаленность от места проживания работников, нередко длительную и утомительную их доставку к месту работы.

Отсюда понятно, насколько важна и трудна стоящая перед буровым предприятием задача создания и поддержания нормальных условий работающих и обеспечение их безопасности при строительстве скважин.

Обязанности бурового предприятия по охране труда регламентированы рядом основополагающих документов: «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», утвержденными Госгортехнадзором СССР, «Едиными техническими

правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» (ВНИИБТ) и др.

В нефтяной промышленности функционирует трехзвенная система охраны труда и техники безопасности. Она возглавляется Управлением охраны труда и военизированных спецчастей, которое является структурным звеном Министерства нефтяной промышленности СССР. Оно методически направляет и контролирует деятельность отделов охраны труда и техники безопасности нефтегазодобывающих объединений, а им в свою очередь подчинены отделы охраны труда и техники безопасности УБР.

В функции Управления охраны труда и военизированных спецчастей входит также предотвращение аварий, взрывов, отравлений, газонефтяных выбросов и открытых фонтанов, обеспечение пожарной безопасности и охраны государственной социалистической собственности на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности СССР.

Служба охраны труда и техники безопасности объединения подчиняется непосредственно главному инженеру и возглавляется его заместителем. В УБР отдел охраны труда и техники безопасности также находится в подчинении главного инженера. Главная задача отдела — организация работ по устранению причин несчастных случаев на производстве, разработка организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению травматизма и повышению культуры производства с учетом достижений науки и техники. Отдел несет ответственность за состояние охраны труда и техники безопасности во всех подразделениях УБР, персональная ответственность возложена на главного инженера УБР.

Главный инженер и профсоюз УБР после согласования с местными контрольными органами утверждают производственные инструкции по технике безопасности по профессиям и видам работ, разработанные на основе действующих правил безопасности, норм и типовых инструкций. Каждые три года производственные инструкции пересматриваются и переутверждаются.

В УБР разрабатывается план номенклатурных мероприятий. В нем предусматриваются мероприятия по предупреждению несчастных случаев, заболеваний на производстве и общему улучшению условий труда. Кроме того, в плане организационно-технических мероприятий, прилагаемом к коллективному договору, предусматриваются мероприятия, вызываемые производственной необходимостью и улучшающие при их реализации охрану и условия труда.

Среди мероприятий, направленных на повышение безопасности буровых работ, наибольшее значение имеют следующие:

рост квалификации бурового персонала, накопление практического опыта работниками производства;

систематический инструктаж по правилам безопасного ведения буровых работ и проверка их знания;

укрепление дисциплины труда;

систематический контроль технического состояния оборудования и применяемого инструмента, своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов с целью предупреждения отказов;

освоение новой более совершенной техники, а также средств механизации ручного труда и автоматизации производственных процессов, облегчающих труд буровой бригады;

оснащение производства новыми видами контрольно-измерительной аппаратуры, средствами блокировки и противоаварийной защиты и системами автоматической сигнализации о возникновении опасных ситуаций.

Производственный травматизм в значительной степени связан с недостаточной профессиональной подготовленностью членов буровой бригады, незнанием ими правильных приемов работы и порядка выполнения операций, грубыми нарушениями трудовой дисциплины, несоблюдением правил техники безопасности, а также с конструктивными недостатками и некачественным изготовлением применяемых механизмов и инструмента.

Основа безопасности буровых работ — строгое неукоснительное соблюдение требований, изложенных в «Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» и «Единых технических правилах ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях».

По характеру требований все правила можно подразделить на предписывающие, запрещающие и разрушающие. В предписывающих правилах определена номенклатура необходимых мероприятий, обеспечивающих безопасность последующих действий. Запрещающие правила налагают категорический запрет на действия в оговоренных ситуациях. Разрешающие правила предусматривают определенный диапазон или пределы, в которых действия являются безопасными.

В соответствии с действующими правилами после завершения монтажных работ все оборудование опробуется на холостом ходу и буровая установка принимается специальной комиссией, в которой участвует представитель госгортехнадзора. Комиссии предъявляются акт о заложении скважины, техническая документация на буровое оборудование, геолого-технический наряд на строительство скважины, акты об испытании нагнетательной линии буровых насосов и ограничителя подъема талевого блока, акт проверки состояния и соответствия нормам сопротивления заземления электрооборудования и пусковых устройств. Комиссия оформляет «Акт о вводе в эксплуатацию буровой установки». В нем отражаются результаты проверки готовности бурового оборудования к эксплуатации, комплектность буровой установки, тех-

ническое состояние оборудования, состояние талевого каната и ограждений, укомплектованность контрольно-измерительной аппаратурой, наличие средств малой механизации, автоматизации и приспособлений по охране труда и др. Проверяется наличие прав на ведение буровых работ у мастера и бурильщиков и знание членами буровой бригады правил техники безопасности. Представитель госгортехнадзора делает в акте заключение о готовности буровой установки к пуску. К руководству буровыми работами и их производству не допускаются работники, не имеющие специального образования или прав ответственного ведения буровых работ.

Подготовленная к работе буровая установка должна быть оснащена приспособлениями, устройствами и приборами, предусмотренными «Нормативами оснащения объектов промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации», утвержденными министерствами и Госгортехнадзором СССР по согласованию с ЦК отраслевого профсоюза. Рабочие места на буровой оформляются плакатами или знаками по технике безопасности. На буровой необходимо иметь средства пожаротушения по перечню, согласованному с органами пожарного надзора.

Буровая бригада должна быть обеспечена телефонной или радиосвязью с постоянным вызовом.

Во время выполнения работ периодически проверяется техническое состояние оборудования и буровой вышки. Не реже 1 раза в два месяца буровая вышка осматривается механиком в присутствии бурового мастера и об этом делается соответствующая запись в «Журнале проверки технического состояния бурового оборудования». Эксплуатация неисправного оборудования запрещена.

Приступая к работе, каждый работник должен проверить состояние своего рабочего места, исправность и готовность к предстоящей работе оборудования, инструмента и приспособлений по технике безопасности. При сдаче смены бурильщик делает записи о состоянии оборудования в журнале «Состояние бурового оборудования и агрегатов», в вахтовом журнале о всех имеющихся неисправностях оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры, инструмента и т. п. и предупреждает о них бурильщика следующей смены.

К спуско-подъемным операциям запрещено приступать и проводить их при неполном составе вахты.

К работе на буровой допускаются рабочие, которые прошли инструктаж, производственное обучение, стажировку и проверку знаний специально назначенной комиссией. Во время инструктажа разъясняются общие вопросы охраны труда и техники безопасности по данному буровому предприятию и специальные вопросы техники безопасности, связанные с выполнением отдельных видов

работ. На предприятии ведется специальный «Журнал регистрации инструктажей», решения комиссии записываются в «Журнал регистрации проверки знаний». Ежегодно проводится проверка знания рабочими безопасных приемов работы.

В соответствии с «Типовым положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности руководящими работниками и ИТР» специальная комиссия, возглавляемая начальником УБР или главным инженером, экзаменует инженерно-технических работников перед допуском их к работе. Проверяют знание «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», отдельных глав «Строительных норм и правил» и руководящих документов. Периодическую проверку знаний ИТР, занятых на буровых работах, проводят не реже 1 раза в три года (бурового мастера — ежегодно).

Большое внимание уделяется контролю состояния охраны труда и техники безопасности. На буровой ведется «Журнал проверки состояния техники безопасности», в котором проверяющие фиксируют обнаруженные недостатки по технике безопасности и делают указания по их устранению. Контроль состояния техники безопасности УБР организует собственными силами, периодически его осуществляют вышестоящие организации. Контрольные функции вменяются в обязанность каждого инженерно-технического работника УБР, прибывшего на объект. Он обязан проверять состояние техники безопасности и принимать немедленные меры к устранению выявленных нарушений правил и инструкций по технике безопасности. Ведомственный контроль сочетается с общественным, который организует профсоюз и осуществляют комиссия охраны труда и выборные общественные инспекторы.

В соответствии со статьей 104 «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о труде» надзор и контроль за соблюдением законодательства о труде и правил по охране труда осуществляют специально уполномоченные государственные органы госгортехнадзора и инспекции и техническая инспекция профсоюзов. Техническая инспекция профсоюза имеет штат технических инспекторов. На должность технического инспектора назначают специалиста с высшим или среднетехническим образованием и стажем практической работы на производстве в данной отрасли не менее трех лет. Технический инспектор регулярно посещает обслуживаемые предприятия, проверяет выполнение требований техники безопасности и производственной санитарии, добивается устранения обнаруженных недостатков и нарушений в обеспечении охраны труда и техники безопасности и осуществления мероприятий по улучшению условий труда и предупреждению несчастных случаев и профессиональных заболеваний, проверяет организацию на предприятии инструктажа и обучения рабочих безопасным методам труда, состояние работы по повышению квалификации инженерно-технических работников в части знания ими пра-

вил и норм по охране труда, положений трудового законодательства и т. п. Технические инспекторы в своей работе поддерживают связь с органами Госгортехнадзора СССР.

16. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРОВЫХ РАБОТ. ДОКУМЕНТАЦИЯ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

16.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ. ПУТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

Технико-экономические показатели в общем плане характеризуют достигнутый уровень производства, а применительно к отдельной производственной буровой организации или к отдельному производственному коллективу (УБР, буровая бригада и т. п.) позволяют оценить организацию производства, уровень производительности труда и технического оснащения, экономическую эффективность финансовых, трудовых и материальных затрат при строительстве скважин.

Технико-экономические показатели работы бурового предприятия или отдельного его подразделения (например, буровой бригады) подразделяются на плановые и фактические. Плановые показатели задаются буровому предприятию на основе анализа достигнутого уровня работы в предшествующий период и потребности производства, т. е. в зависимости от потребностей нефтегазодобывающего предприятия в выполнении плана.

Фактические показатели буровых работ за отчетный промежуток времени (месяц, декада, сутки) определяют на основании обработки первичных документов, которые заполняют непосредственно на буровой по итогам работы (вахты) смены или буровой бригады за сутки. Основные первичные документы — буровой журнал, диаграмма индикатора веса и суточный буровой рапорт.

Буровой журнал заполняется бурильщиками повахтенно и содержит подробное описание в хронологической последовательности всех работ, выполненных буровой вахтой с указанием затрат времени. В журнале отмечают глубину скважины на начало смены и на конец, конструкцию бурильной колонны (число свечей в колонне, общую длину и число УБТ и т. п.), состояние ствола скважины на момент передачи вахты, указывают осложнения в процессе бурения, принятые меры по борьбе с ними, расход материалов и т. п.

Круговая диаграмма индикатора веса автоматически записывается прибором на протяжении суток (24 ч). Она фиксирует

изменение нагрузки на крюке по усилию натяжения в неподвижном конце талевого каната и позволяет документально проследить за распределением рабочего времени на протяжении суток на проходку ствола скважины (чистое время бурения), спуско-подъемные операции, наращивание инструмента, дохождение до забоя, простои в работе и т. д. Диаграмма дает возможность проконтролировать работу буровой бригады.

Суточный буровой рапорт составляет буровой мастер на основании записей в буровом журнале и диаграммы индикатора веса. Он содержит краткую характеристику выполненных работ, сведения о пробуренном метраже, затратах рабочего времени и материалов на отдельные работы. Буровому мастеру для оформления суточного рапорта предлагают специальную форму, облегчающую последующую машинную обработку и обобщение поступивших сведений.

Суточный буровой рапорт вместе с диаграммой индикатора веса буровой мастер направляет непосредственно в РИТС, где его используют для контроля за ходом работ на скважине и составления оперативной сводки по участку, которую передают в УБР.

При текущем анализе все календарное время строительства скважины подразделяется по следующим видам работ: строительно-монтажные и демонтажные работы; подготовительные работы к бурению; бурение и крепление скважины; испытание скважины.

Распределение календарного времени в цикле строительства скважины по отдельным видам работ, процессам и операциям называется балансом времени бурения. По структуре баланса времени бурения можно судить о хорошей или плохой организации труда в бурении. В балансе наибольший удельный вес затрат времени приходится на работы по бурению и креплению ствола скважины.

Время на бурение ($T_б$) и крепление ($T_{кр}$) скважин входит в состав производительного времени

$$T_{пр} = T_б + T_{кр} + T_{осл} + T_р, \qquad (16.1)$$

где $T_{осл}$ — затраты времени на ликвидацию осложнений; $T_р$ — затраты времени на предусмотренные планово-предупредительные ремонты.

Непроизводительное время складывается из времени $T_{ав}$, затраченного на ликвидацию аварий, и времени $T_п$, потерянного из-за простоев по организационным причинам,

$$T_{непр} = T_{ав} + T_п. \qquad (16.2)$$

Темпы строительства скважин могут характеризоваться различными показателями скоростей бурения: механической, рейсовой, технической, коммерческой и цикловой.

Механическая и рейсовая скорости были рассмотрены выше (см. разд. 6).

Техническая, коммерческая и цикловая скорости бурения (в м/ст.-мес) исчисляются на станко-месяц, имеющий среднюю продолжительность 30 дней или 720 ч.

Техническую скорость рассчитывают с учетом только производительного времени; она характеризует темп выполнения основных процессов и операций при бурении скважин:

$$v_т = 720H/T_{пр}, \tag{16.3}$$

где H — общая проходка за какой-либо календарный период, м, за который выделено производительное время $T_{пр}$, ч.

Коммерческую скорость определяют с учетом не только производительных затрат, но и непроизводительных потерь рабочего времени. Она отражает влияние непроизводительных затрат времени на снижение темпов буровых работ:

$$v_к = 720H/(T_{пр} + T_{непр}), \tag{16.4}$$

где $T_{непр}$ — суммарные потери рабочего времени, ч, из-за аварий и организационных простоев за календарный период, в течение которого проходка составила H.

Кроме фактической коммерческой скорости, рассчитанной по формуле (16.4), на производстве используют показатели нормативной и плановой коммерческих скоростей. Нормативная коммерческая скорость учитывает только нормативные затраты времени на бурение и крепление скважины и проведение плановых ремонтов. Плановая коммерческая скорость учитывает специфику выполнения буровых работ и возникающие при этом осложнения.

Цикловую скорость бурения рассчитывают после завершения всех работ, выполненных при строительстве скважины, с учетом всей продолжительности цикла строительства, включая подготовительно-заключительные и монтажно-демонтажные работы.

$$v_ц = 720H_{скв}/T_ц, \tag{16.5}$$

где $H_{скв}$ — полная глубина скважины, м; $T_ц$ — продолжительность цикла строительства скважин, ч.

Цикловая скорость отражает уровень организации буровых работ и технического оснащения в сумме по всем этапам строительства скважин.

Ежемесячно по буровому предприятию выводят ряд показателей, характеризующих его работу по строительству скважин. Среди них выделяются следующие: суммарная проходка по всем скважинам за прошедший месяц; количество станко-месяцев, отработанных всеми буровыми бригадами за отчетный период; средняя коммерческая скорость бурения по буровому предприя-

тию, количество скважин, законченных в прошедшем месяце и подготовленных к передаче НГДУ или к консервации; количество скважин, забуренных в прошедшем месяце; показатели использования буровых установок.

Из перечисленных выше показателей наиболее важно число законченных и сданных в эксплуатацию скважин. Оно соответствует показателю готовой продукции в промышленности, но вместе с тем в явной форме не выражает объема выполненных буровых работ и их трудоемкости, так как скважины могут иметь различную глубину и проходиться в разных горно-геологических условиях. В связи с этим вводят показатели суммарной проходки и коммерческой скорости. Суммарную проходку приводят с разбивкой по глубинам скважин.

Наиболее обще объем буровых работ характеризуется их сметной стоимостью, которая оценивает весь комплекс операций и процессов по строительству скважины.

Большое значение в работе бурового предприятия имеет не только обеспечение высокопроизводительным буровым оборудованием, но и эффективное его использование. Степень использования имеющегося парка буровых установок принято оценивать по следующим показателям:

проходка в исчислении на одну действующую установку (в м)

$$H_{уд} = H/N_{д}; \tag{16.6}$$

проходка в исчислении на одну числящуюся установку (в м)

$$H_{уч} = H/N_{ч}; \tag{16.7}$$

коэффициент оборачиваемости буровой установки, показывающий относительное превышение численности буровых установок над количеством установок, необходимых для выполнения полезной работы:

$$k_{об} = (T_{ц} + T_{рез})/T_{пол}, \tag{16.8}$$

где $T_{рез}$ — время пребывания установки в резерве; $T_{пол}$ — полезное время работы буровой установки, включающее затраты времени на подготовку к бурению, бурение, крепление и испытание скважины;

коэффициент экстенсивного использования буровых установок, численно равный удельному весу времени полезной работы буровой установки в продолжительности ее задалживания в целом на строительстве скважины:

$$k_{э} = T_{пол}/T_{ц}; \tag{16.9}$$

коэффициент интенсивного использования буровых установок, показывающий степень реализации в строительстве скважин потенциальных возможностей оборудования:

$$k_и = v_{кф}/v_{к\,max}, \qquad (16.10)$$

где $v_{кф}$ и $v_{к\,max}$ — фактическая и максимальная технические (расчетная для данных условий) скорости бурения, м/ст.-мес.

Вводится еще *понятие общего коэффициента использования* бурового оборудования, который учитывает факторы интенсивного и экстенсивного порядка:

$$k_{общ} = k_э k_и. \qquad (16.11)$$

Поскольку коэффициент $k_и$ всегда меньше единицы, то и $k_{общ} < 1$.

Наиболее важный экономический показатель эффективности проводимых буровых работ — себестоимость бурения.

Под себестоимостью понимается сумма всех производственных денежных затрат при выполнении рассматриваемого объема работ. Себестоимость буровых работ может рассчитываться на всю скважину и на 1 м протяженности ствола скважины. В случае анализа и сопоставления эффективности работы отдельных буровых бригад более правильно использовать удельный показатель себестоимости, т. е. себестоимость бурения 1 м скважины.

Обычно различают себестоимость бурения сметную, т. е. вычисленную по смете, составленной на основании проекта строительства скважины; плановую, учитывающую снижение затрат в связи с намеченным ростом производительности труда; фактическую, подсчитанную по суммарным фактическим затратам на строительство скважины. Фактическая себестоимость зависит от конкретных горно-геологических условий, правильности разработки технологии бурения, организации работ и квалификации обслуживающего персонала.

Структура себестоимости строительства скважины представляет отношение отдельных производственных затрат к полному их итогу, иными словами, удельный вес отдельных затрат в процентах в общей их сумме. Все составляющие себестоимости можно подразделить на две группы: затраты, зависящие от продолжительности буровых работ, и затраты, не зависящие от их продолжительности.

От продолжительности буровых работ зависят затраты на содержание бурового оборудования, в том числе выплаты амортизационных отчислений, расход бурильных труб, бурового раствора, электроэнергии, ГСМ, оплата проката турбобуров, электробуров и зарплата обслуживающего персонала в некоторой части.

Не связаны с продолжительностью буровых работ такие затраты, как стоимость использования породоразрушающего инстру-

мента, обсадных труб, материалов для приготовления тампонажного раствора, транспорт обсадных труб, тампонажных материалов, породоразрушающего инструмента, обустройство буровой площадки, мероприятия по рекультивации грунтов в пределах буровой площадки и ряд других.

Структура себестоимости бурения в значительной степени зависит от глубины скважины. С развитием техники и ростом технической оснащенности буровых работ происходит изменение структуры себестоимости, в ней все больший удельный вес приобретают затраты по эксплуатации оборудования, а доля заработной платы снижается. С ростом производительности труда себестоимость строительства скважины имеет тенденцию к снижению.

Эффективность работы буровой бригады оценивается по выполнению нормативных и плановых заданий с учетом отклонений фактического разреза от проектного и нарушений в организации производства (недостаточное снабжение, поставка некачественного инструмента и т. п.).

Систематический контроль и анализ показателей работы бурового предприятия позволяет выявлять причины отставания и изыскивать пути и направления дальнейшего совершенствования производства. Для повышения эффективности буровых работ, улучшения их основных показателей необходимо добиваться сокращения затрат времени на вспомогательные операции (экстенсивный путь) и одновременно увеличения механических скоростей проходки (интенсивный путь). Можно отметить следующие основные направления совершенствования бурового процесса:

применение более стойкого породоразрушающего инструмента, позволяющего существенно повысить проходку за рейс и соответственно сократить затраты времени на спуско-подъемные операции;

дальнейшее совершенствование технологии бурения, позволяющее добиться роста эффективности использования породоразрушающего инструмента новой конструкции;

внедрение автоматических средств для интенсификации спуско-подъемных операций;

решительное сокращение и ликвидация аварий в бурении и организационных простоев, т. е. сведение к минимуму и искоренение непроизводительных потерь рабочего времени;

повышение оперативности в управлении процессом бурения на базе внедрения новейших измерительных систем комплексного контроля процесса бурения, в том числе телеметрических систем контроля забойных параметров;

совершенствование бурового оборудования с целью повышения его надежности и монтажеспособности.

Можно было бы указать и на некоторые другие направления, но общая техническая эволюция производства и достижения науки

в области бурения могут, по-видимому, в недалеком будущем дать такой толчок в развитии новых способов бурения, который в настоящее время даже трудно предвидеть.

16.2. ОСНОВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИНЫ

Помимо текущей документации, получаемой в ходе строительства скважины и рассмотренной в 16.1, на каждую скважину или группу однотипных скважин составляют проектно-сметную документацию. Она необходима для проведения подготовительных работ к строительству скважины (в том числе и для открытия финансирования в Стройбанке СССР), содержит директивные документы, необходимые при осуществлении процесса бурения на оптимальном уровне, позволяет определять выполненные объемы работ в денежном выражении и соответственно осуществлять их оплату по мере выполнения.

Проектно-сметная документация включает технический проект на строительство скважины, геолого-технический наряд, нормативную режимно-технологическую карту и смету. По комплексу рассматриваемых проблем ее можно подразделить на геолого-техническую и финансово-экономическую. К последней относится смета на строительство скважины.

Строительство скважин финансируется через Стройбанк СССР за счет централизованных капитальных вложений. Объемы бурения на год предусматриваются в годовом плане капитальных работ нефтегазодобывающего объединения и приводятся с разбивкой по видам буровых работ (эксплуатационное бурение, разведочное бурение) в денежном и натуральном выражении. Поскольку УБР выполняет буровые работы на хоздоговорных основаниях, заказчик для открытия финансирования обязан представить в Стройбанк титульный список скважин на год, справку об утверждении проектно-сметной документации, экземпляр утвержденной сметы и договор с УБР на строительство скважин. Таким образом, планированию буровых работ на очередной год и открытию финансирования предшествует разработка проектно-сметной документации.

Технический проект может разрабатываться на одну отдельную скважину или на группу скважин, которые будут закладываться в аналогичных геолого-технических условиях. Ни одна скважина не может забуриваться без утвержденного технического проекта и сметы на ее строительство. Технический проект — весьма ответственный документ при проведении буровых работ. Он предусматривает весь необходимый комплекс работ при строительстве скважины в конкретных условиях, определяет необходимое техническое оснащение буровых работ и устанавливает рациональную технологию бурения в конкретных горно-геологиче-

ских условиях, позволяющую избежать осложнений и аварий. Однако такого подхода к техническому проекту придерживались не всегда, в прошлом он нередко рассматривался лишь как основание для составления сметы. В настоящее время в глубоком бурении в нефтяной промышленности разработка проектов возложена на научно-исследовательские институты.

Задание на проектирование выдается заказчиком и должно содержать следующие исходные сведения:

описание геологических условий в пункте заложения скважины до намеченной глубины бурения (стратиграфическое деление горных пород, их литологическое описание, зоны возможных осложнений и т. д.);

объем подготовительных работ к строительству скважины;

основные данные о местных сетях электроснабжения, источниках водоснабжения, имеющихся разработках местных строительных материалов и глины;

требования к конструкции скважины, сведения об имеющемся и заказанном основном и необходимом дополнительном оборудовании для оснащения скважины или проведения в ней намеченных работ.

В техническом проекте разрабатываются следующие разделы: описание района работ; геологическая часть; промыслово-геофизические и исследовательские работы в скважине; подготовительные работы к строительству скважины; строительно-монтажные работы; технологические условия бурения и крепления скважины; испытание скважины на продуктивность; обоснование продолжительности строительства скважины; перечень скважин, отнесенных к данному проекту, и основные технико-экономические показатели их бурения; использование средств механизации, техника безопасности, противопожарные мероприятия, промышленная санитария, мероприятия по защите окружающей среды; дополнительные сведения для составления проектно-сметной документации.

Обязательным приложением к техническому проекту является геолого-технический наряд, схема транспортных связей с указанием подъездных путей и в случае наклонно направленного бурения проектный профиль скважины.

Геолого-технический наряд — инструктивный документ при строительстве скважины, один его экземпляр находится на буровой у бурового мастера.

На основании геолого-технического наряда с учетом опыта работы на данном месторождении составляется технологическая карта для оперативного руководства процессом проходки скважины. По каждому стратиграфическому подразделению в ней имеются рекомендации для выбора типа породоразрушающего инструмента, рационального режима бурения, приводятся проектные величины показателей работы долот и распределение затрат времени по процессам и операциям. Технологическая карта и гео-

лого-технический наряд находятся в РИТС у заместителя начальника, который их использует для контроля работы буровых бригад.

На отдельную скважину или группу скважин составляется график бурения. На нем в координатах глубина скважины — плановая продолжительность бурения указывается углубление скважины по календарному времени. Он является основой календарного планирования работ по строительству скважины.

Кроме графика бурения в РИТС имеется еще ряд документов оперативного планирования: план материально-технического обеспечения работ по строительству скважины; график планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания бурового оборудования; план организационно-технических мероприятий.

Эти документы и график бурения разрабатываются производственным отделом УБР по согласованию с другими отделами.

Технический проект содержит все исходные данные для составления сметы, т. е. в техническом проекте в качестве исходных данных для расчета сметы имеются объемы работ, подсчитанные в натуральном выражении, потребность в материалах для приготовления буровых и тампонажных растворов, описываются условия выполнения отдельных видов работ по строительству скважины. При составлении сметы производятся пересчет и представление объемов работ в денежном выражении. Расчет денежных затрат выполняется на основе действующих нормативных справочников, таких как: «Прейскурант порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин» и «Справочник укрупненных сметных норм на строительство нефтяных и газовых скважин».

Как правило, смета на строительство скважины включает следующие разделы: подготовительные работы к строительству скважины, работы по монтажу и демонтажу буровой установки и наземных сооружений, буровые работы и крепление скважины, испытание скважины на продуктивность.

По каждому разделу составляются таблицы расчета затрат.

В смету включаются также иные статьи расходов: на промыслово-геофизические работы, геодезическую привязку точки заложения скважины на местности, лабораторные работы, составление проекта и сметы. Отдельными расчетами определяются затраты на оплату услуг сторонних организаций. Учитываются дополнительные затраты на работу в зимнее время.

В сумме все эти затраты составляют сметную стоимость основных затрат. По ним в виде некоторого процента, величина которого может варьировать в зависимости от района ведения буровых работ, определяются накладные расходы. Они учитывают затраты по содержанию административно-хозяйственного аппарата, организации работ и обслуживанию работающих.

В смету также включается прибыль в размере 6 % от суммы прямых и накладных расходов. Прибыль должна обеспечить предприятию необходимые накопления денежных средств.

Выполненные работы оплачиваются в пределах денежных средств, предусмотренных сметой. Порядок актирования буровых работ зависит от продолжительности строительства скважины. При продолжительности строительства скважины по плану до 6 мес, произведенные работы оплачиваются в целом за всю скважину, а при продолжительности свыше 6 мес — по отдельным этапам строительства скважины.

В случае возникновения существенных расхождений с техническим проектом или необходимости проведения дополнительных, не предусмотренных в проекте работ составляется дополнительный сметно-финансовый расчет, который включается в дальнейшем в смету при ее пересмотре.

Все проводимые организационно-технические мероприятия, внедрение новой техники и совершенствование технологии работ направлены на удешевление буровых работ, т. е. на снижение денежных затрат при строительстве скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Когда речь идет о поисках и разведке подземных источников водоснабжения или месторождений нефти и газа, большое значение имеет подготовка к проведению буровых работ и правильное прогнозирование их результатов. Наиболее успешному проведению поискового и разведочного бурения способствуют совершенствование существующих и разработка новых геофизических методов региональных исследований и выявления перспективных структур, разработка геофизических методов прямых поисков природных резервуаров подземных вод и залежей нефти и газа.

Большое значение приобретает комплексирование геологической, геофизической и технологической информации для повышения точности и достоверности документирования геологического разреза, вскрываемого скважиной, и повышения оперативности и осведомленности в управлении процессом бурения. Более высокий уровень управления достигается с освоением информационно-измерительных систем, оснащенных ЭВМ, и внедрением аппаратуры телеметрического контроля забойных параметров.

Еще немало научных и технических проблем в области поискового и разведочного бурения ждут своего разрешения. Необходимость дальнейшего совершенствования бурового дела диктуется усложнением задач в связи с неуклонным ростом глубин бурения, распространением буровых работ на акватории морей и океанов, необходимостью сокращения сроков строительства скважин и повышения эффективности капитальных вложений.

Все большую актуальность приобретают фундаментальные научные исследования по изысканию новых, более эффективных способов проходки скважины и разрушения горных пород на забое, которые пришли бы на смену хорошо поработавшим способам механического бурения.

Достижения научно-технического прогресса в других отраслях промышленности вселяют уверенность, что оставшиеся годы XX столетия в области бурения будут отмечены освоением новой, более производительной техники и новых, более эффективных способов бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Амиян В. А., Амиян А. В., Васильева Н. П.* Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов.— М.: Недра, 1980.

2. *Бронзов А. С.* Бурение скважин с использованием газообразных агентов.— М.: Недра, 1979.

3. *Броун С. И.* Охрана труда в бурении.— М.: Недра, 1981.

4. *Бугаев А. А., Лившиц В. Н., Иванов В. В.* Синтетические алмазы в геологоразведочном бурении.— Киев: Наукова Думка, 1978.

5. *Булатов А. И., Аветисов А. Г.* Справочник инженера по бурению. Т. 1 и 2.— М.: Недра, 1985.

6. *Булатов А. И., Пеньков А. И., Проселков Ю. М.* Справочник по промывке скважин.— М.: Недра, 1984

7. *Варламов П. С.* Испытатели пластов многоциклового действия.— М.: Недра, 1982.

8. *Городнов В. Д.* Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1984.

9. *Гульянц Г. М.* Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин.— М.: Недра, 1983.

10. *Гусев Р. К., Петров В. В.* Правовая охрана природы в СССР.— М.: Высшая школа, 1979.

11. *Дегтев Н. И., Зинкевич А. И.*— Контроль и дегазация буровых промывочных жидкостей.— М.: Недра, 1978.

12. *Единые* технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. 3-е изд.— М.: ВНИИБТ, 1983.

13. *Забойные* винтовые двигатели для бурения скважин/М. Т. Гусман, Д. Ф. Балденко, А. М. Кочнев и др.— М.: Недра, 1981.

14. *Ивачев Л. М.* Промывочные жидкости и тампонажные смеси. Учебник для вузов.— М.: Недра, 1987.

15. *Ильский А. Л.* Оборудование для бурения нефтяных скважин.— М.: Машиностроение, 1980.

16. *Иогансен В. В.* Спутник буровика. Справочник. 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1986.

17. *Карнаухов М. Л., Рязанцев Н. Ф.* Справочник по испытанию скважин.— М.: Недра, 1984.

18. *Квашнин Г. П., Деревянных А. И.* Водозаборные скважины с гравийными фильтрами.— М.: Недра, 1981.

19. *Козловский Е. А., Комаров М. А., Питерский В. М.* Кибернетические системы в разведочном бурении.— М.: Недра, 1985.

20. *Комплексная* методика классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. РД 39-2-52—78.— М.: ВНИИБТ, 1980.

21. *Лукьянов Э. Е.* Исследование скважин в процессе бурения.— М.: Недра, 1979.

22. *Масленников И. К., Матвеев Г. И.* Инструмент для бурения скважин. Справочное пособие.— М.: Недра, 1981.

23. *Михеев В. Л.* Технологические свойства буровых растворов.— М.: Недра, 1979.

24. *Молчанов А. А.* Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин.— М.: Недра, 1983.

25. *Пустовойтенко И. П., Сельващук А. П.* Справочник мастера по сложным работам. 3-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1983.

26. *Разведка* и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений/ В. И. Мищевич, Б. М. Логунцов, Н. П. Упанчин и др.— М.: Недра, 1978.

27. *Расчет* компоновок нижней части бурильной колонны/В. М. Беляев, А. Г. Калинин, К. М. Солодский и др.— М.: Недра, 1977.

28. *Резниченко И. П.* Приготовление, обработка и очистка буровых растворов.— М.: Недра, 1982.

29. *Ржевский В. В., Новик Г. Я.* Основы физики горных пород.— М.: Недра, 1978.

30. *Рязанцев Н. Ф., Карнаухов М. Л., Белов А. Е.* Испытание скважин в процессе бурения.— М.: Недра, 1982.

31. *Самоподъемные* плавучие буровые установки/Ю. А. Агагусейнов, Э. Л. Вишневская, И. П. Кулиев и др.— М.: Недра, 1979.

32. *Сароян А. Е.* Бурильные колонны в глубоком бурении.— М.: Недра, 1979.

33. *Середа Н. Г., Сахаров В. А. Тимашев А. Н.* Спутник нефтяника и газовика: Справочник.— М.: Недра, 1986.

34. *Середа Н. Г., Соловьев Е. М.* Бурение нефтяных и газовых скважин.— М.: Недра, 1988.

35. *Соловьев Е. М.* Заканчивание скважин.— М.: Недра, 1979.

36. *Спивак А. И., Попов А. Н.* Разрушение горных пород при бурении скважин.— М.: Недра, 1986.

37. *Справочник* инженера по бурению геолого-разведочных скважин. Под общей ред. проф. Е. А. Козловского. Т. 1 и 2.— М.: Недра, 1984.

38. *Справочник* по креплению нефтяных и газовых скважин/А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, В. И. Крылов и др.— М.: Недра, 1981.

39. *Справочник* по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений/М. Г. Абрамсон, Б. В. Байдюк, В. С. Зарецкий и др.— М.: Недра, 1984.

40. *Справочник* по бурению скважин на воду/Д. Н. Башкатов, С. С. Сулакшин, С. Л. Драхлис и др. Под ред. проф. Башкатова Д. Н.— М.: Недра, 1979.

41. *Справочное* руководство по цементировочному оборудованию./О. И. Бездробный, А. И. Булатов, Барановский В. Д. и др.— М.: Недра, 1979.

42. *Тесля А. Г.* Вскрытие пластов и опробование скважин при бурении на минеральные воды.— М.: Недра, 1983.

43. *Технология* и техника разведочного бурения. Учебник для вузов/ Ф. А. Шамшев, С. Н. Тараканов, Б. Б. Кудряшев и др. 3-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1983.

44. *Технология* бурения глубоких скважин. Учебное пособие для вузов/ М. Р. Мавлютов, Л. А. Алексеев, К. И. Вдовин и др. Под общ. ред. проф. М. Р. Мавлютова.— М.: Недра, 1982.

45. *Трубы* нефтяного сортамента: Справочник/Под общей ред. А. Е. Сарояна. 3-е изд., перераб. и доп.— М: Недра, 1987.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Аварии в бурении 147
Автоматическая система АСП 348
Агент газообразный 107
Агрегат реактивно-турбинного бурения 74
Амортизатор наддолотный 56

Блок манифольда 235
Блок приготовления раствора 102
Бурильной колонны элементы
  ведущая труба 50
  переводник 55
  протектор 56
  соединительный замок 52
  стабилизатор 56
  труба бурильная 51
  центратор 56
Буровая бригада 342
Буровое судно 335
Буровой журнал 355
Бурового раствора свойства
  динамическое напряжение сдвига 95
  плотность 95
  показатель фильтрации 96
  реологические 95
  содержание песка 97
  статическое напряжение сдвига 96
  суточный отстой 97
  тиксотропия 88
  устойчивость 97
Буровой раствор
  аэрированный 99
  биополимерный 91
  глинистый 86
  естественный 92
  ингибированный 90
  малоглинистый 89
  на углеводородной основе 92
  нефтеэмульсионный 93
  обращенный эмульсионный 93
  с конденсированной твердой фазой 91
  соленасыщенный 90
Буровая установка 305
Буровой установки элементы
  вышка 315
  лебедка 314
  насос буровой 318
  параметрический ряд 308
  привод 320
  ротор 317
  талевая система 316
  технологические цепочки 306

Вибросито 105
Водозабор лучевой 282
Время бурения
  производительное 356
  непроизводительное 356

Газонефтеводопроявления 152
Гидроциклон 105
Гистерезис упругий 17
Головка бурильная 47
Горной породы свойства
  анизотропия 171
  базовые параметры 19
  буримость 20
  деформация 16
  пластичность 17
  ползучесть 21
  пористость 244
  проницаемость 245
  прочность 18
  сплошность 32
  структура 16
  твердость 20
  твердость по штампу 22
  текстура 16
  трещиноватость 245
  удельная объемная работа разрушения 23
  упругость 17

Давление
  горное 28
  критическое 204
  сминающее 205
Двигатель объемный гидравлический 74
Добавки смазочные 101
Долото
  алмазное 43
  истирающе-режущее 37
  лопастное 35
  шарошечное 37
Дробление 34

Заканчивание скважин 240, 241
Затяжка бурового инструмента 160

Инженерно-технологическая служба 241
Инглинограмма 169
Интенсивность подачи бурового раствора 127
Искривление скважины 163
азимутальный угол 169
зенитный угол 169
интенсивность искривления 170
Испытатель многоцикловый гидравлический 270
Истирание 34

Калибратор 56
Коагуляция 89
Коллектор
поровый 248
трещинный 248
Колонковое устройство серии
«Кембрий» 139
«Недра» 138
«Плутоний» 139
«Силур» 139
Колонковый снаряд МАГ 140
Колонна обсадная 6
водоизолирующая 195
потайная 194
промежуточная 194
эксплуатационная 194
Колонны обсадной элементы
башмак 207
клапан обратный 207
кольцо упорное 208
пакер 208
патрубок заливочный 208
скребки 210
центратор 209
Компенсатор вертикальных колебаний 336
Компоновка
жесткая 175
маятниковая 175
на принципе гироскопа 177
Кондуктор 194
Конструкция скважины 193
Контроль
геолого-технологический 142
состояния охраны труда 354
Коронка буровая 45
импрегнированная 47
мелкоалмазная 47
мелкорезцовая 46
ребристая 46
самозатачивающаяся 46
Коэффициент
абразивности 26
абсолютной пористости 245
интенсивного использования оборудования 259
керноотбора 45
оборачиваемости буровой установки 358
пакеровки 274
проницаемости 246
экстенсивного использования оборудования 358
эффективной пористости 245
Кривизна скважины 170

Математическое моделирование 131
Мероприятия по повышению безопасности буровых работ 351
Мицелла 88
Монтаж буровой установки
крупноблочный 324
мелкоблочный 324
поагрегатный 325
Мост цементный 223

Нагрузка
на долото 123
страгивающая 203
Направление 194

Обменная емкость глинистого минерала 88
Опробователь сбрасываемый 264
Оптимизация процесса бурения 130
Освоение скважины 243
Осложнение
понятие 146
обстоятельства возникновения 146
предупредительные меры 147
Основание установки морского бурения
свайное 328
стационарное 328
Отклонитель турбинный 74

Параметры режима бурения
вторичные 119
основные 119
первичные 119
Пена 108
Пеногаситель 101
Плавучая буровая установка
полупогружная 333
самоподъемная 331
Пластоиспытатель 266
Плоскость апсидальная 170
Поглощение 147
Показатель абразивности 20
Посадка бурового инструмента 160

Последействие упругое 17
Потеря устойчивости стенок скважины 156
Приготовление бурового раствора 101
Приток в скважину 152
Пробоотборник на каротажном кабеле 266
Продуктивный пласт
вскрытие 241
испытание 243
исследование по способу «сверху вниз» 264
исследование по способу «снизу вверх» 264
опробование 243
призабойная зона пласта 241
стационарные исследования 263
экспресс-метод исследования 263
Проектно-сметная документация 361
Профиль скважины 169

Раздавливание 34
Разобщение пластов 215
Редуктор-вставка 73
Резание 34
Резьба трубная конусная
трапецеидальная 52
треугольная 52
Релаксация напряжений 21

Себестоимость бурения
понятие 359
структура 359
Система организации охраны труда 351
Скалывание 34
Скважина
бесфильтровая 298
водопоглощающая 282
водопонизительная 282
добывающая 12
картировочная 12
нагнетательная 12
наклонно направленная 177
опорная 12
параметрическая 12
поисковая 12
разведочная 12
сейсморазведочная 12
специальная 12
структурная 12
структурно-поисковая 12
элементы 6
Скорость бурения
коммерческая 357
техническая 357
цикловая 357
Смета на строительство скважины 363
Способ бурения
колонковый 11
механический 7
роторный 10
ударно-канатный 7
ударный на штангах 9
с забойным гидравлическим двигателем 10
с электробуром 10
физический 7
химический 7
шнековый 11
Станция контроля процесса цементирования 235
Структура бурового предприятия
организационная 339
производственная 338
Суточный буровой рапорт 356

Тампонирование обсадной колонны 217
Технико-экономические показатели 355
Технический проект на строительство скважины 361
Технологический режим бурения
понятие 119
оптимальный 121
специальный 123
Трубы бурильные
легкосплавные 54
стальные 51
утяжеленные 54
Трубы обсадные
асбоцементные 300
пластмассовые 301
стеклопластиковые 301
стальные 201
Туман 108
Турбина высокоциркулятивная 73
Турбобур
выходные параметры 71
многосекционный шпиндельный 72
односекционный многоступенчатый 70
с гидроторможением 73

Условия (специфические) проведения буровых работ 350
Утяжеление бурового раствора 98

Фильтр 285

Химическая обработка бурового раствора 100

Цемент
тампонажный 224
портландцемент 225
гельцемент 225
Цементирование
манжетное 216, 222
многоступенчатое (многоцикловое) 216
обратное 216, 223
одноступенчатое (одноцикловое) 216, 219
Цементирование двухступенчатое
непрерывное 222
с разрывом во времени 222
Цементировочный агрегат 231
Цементно-смесительная машина 233
Цементного раствора свойства
конец схватывания 227
начало схватывания 227
плотность 227
подвижность 227
седиментационная устойчивость 228
Цикл
испытания 272
строительства скважины 13

Частота вращения инструмента 125

Электробур 77

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3
Основные понятия в терминологии бурового дела 6

1. Основы механики горных пород 14

1.1. Краткие сведения о развитии механики горных пород и ее задачах . . 14
1.2. Строение и механические свойства горных пород 15
1.3. Измерение и определение основных свойств горных пород 21
1.4. Зависимость свойств горных пород от характера нагружения и условий их залегания 26
1.5. Классификация горных пород 29
1.6. Оценка механических свойств и буримости горных пород по данным геолого-геофизической информации 31

2. Породоразрушающий инструмент для бурения скважин 33

2.1. Особенности работы и классификация породоразрушающего инструмента 33
2.2. Долота 35
2.3. Породоразрушающий инструмент для колонкового бурения 44

3. Бурильная колонна 49

3.1. Назначение и конструкция бурильной колонны 49
3.2. Характеристика отдельных элементов бурильной колонны 50
3.3. Условия работы бурильной колонны в скважине 57
3.4. Понятие о расчете бурильной колонны 59
3.5. Эксплуатация бурильных труб 65

4. Забойные двигатели 67

4.1. Общие сведения 67
4.2. Турбобур 68
4.3. Объемный гидравлический двигатель 74
4.4. Электробур 77

5. Промывка и продувка скважин 82

5.1. Назначение и классификация циркуляционных агентов 82
5.2. Типы циркуляционных агентов и области их применения 86
5.3. Основные технологические свойства промывочной жидкости 94
5.4. Регулирование свойств промывочной жидкости 97
5.5. Приготовление и обработка бурового раствора. Циркуляционная система 101
5.6. Особенности бурения с использованием газообразных агентов 107
5.7. Понятие о гидравлическом расчете циркуляции бурового раствора . . 112
5.8. Защита пахотных земель, лесных угодий, водных бассейнов и источников от сброса промывочной жидкости 116

6. Технологический режим бурения 118

6.1. Основные положения 118
6.2. Влияние режимных параметров на эффективность работы и износостойкость породоразрушающего инструмента 123
6.3. Оптимизация процесса бурения 130
6.4. Технология бурения с отбором керна 136
6.5. Роль геофизической службы в контроле и управлении процессом бурения 141

7. Предупреждение и ликвидация осложнений в процессе бурения 144

7.1. Общие положения 144
7.2. Поглощение промывочной жидкости 147
7.3. Притоки в скважину, газонефтеводопроявления 152
7.4. Потеря устойчивости стенок скважины, осыпи и обвалы 156
7.5. Затяжки и посадки бурильных и обсадных колонн 160

8. Искривление скважин и наклонно направленное бурение 163

8.1. Общие сведения 163
8.2. Предупреждение искривления скважины 171
8.3. Наклонно направленное бурение 177

9. Крепление скважин 193

9.1. Общие сведения 193
9.2. Разработка конструкции скважины 195
9.3. Условия работы обсадных колонн 197
9.4. Характеристики обсадных труб 201
9.5. Понятие о расчете обсадной колонны 205
9.6. Компоновка обсадной колонны 207
9.7. Подготовительные мероприятия к спуску обсадной колонны. Спуск обсадной колонны 211

10. Разобщение пластов 215

10.1. Общие сведения 215
10.2. Технология цементирования 217
10.3. Цемент. Физико-механические свойства тампонажного раствора и цементного камня 224
10.4. Цементировочное оборудование 231
10.5. Контроль качества цементирования 236
10.6. Понятие о расчете цементирования обсадной колонны 238

11. Вскрытие и обработка продуктивных горизонтов 240

11.1. Общие сведения. Комплекс работ, их цели и задачи 240
11.2. Основные характеристики и классификация горных пород-коллекторов 244
11.3. Ухудшение коллекторских свойств продуктивного горизонта 252
11.4. Схемы вскрытия продуктивного пласта. Меры по сохранению его естественной проницаемости 255
11.5. Методы обработки ПЗП для повышения ее проницаемости 259

12. Исследование продуктивных пластов 262

12.1. Задачи и способы исследования 262
12.2. Испытатели пластов 266
12.3. Технология опробования и испытания объекта 272
12.4. Определение характеристик пласта по диаграмме 278

13. Особенности бурения скважин на воду 281

13.1. Способы бурения скважин на воду 283
13.2. Вскрытие водоносных горизонтов и оборудование скважин фильтрами при вращательном бурении 284
13.3. Конструкции скважин на воду при вращательном бурении и оборудование их устья 293
13.4. Методы разглинизации стенок скважин 301
13.5. Тампонирование скважин 303
13.6. Исследования в скважинах 304

14. Буровые установки и сооружения 305
14.1. Общие сведения 305
14.2. Параметры буровых установок и их классификация 308
14.3. Основные узлы и блоки буровой установки 314
14.4. Способы транспортирования и монтаж-демонтаж буровых установок . 323
14.5. Установки и сооружения для морского бурения 326

15. Организация работ в бурении 337
15.1. Структура и звенья бурового предприятия. Роль центральной и районной технологических служб 337
15.2. Состав буровой бригады. Функции членов буровой вахты 342
15.3. Работы, выполняемые буровой бригадой 344
15.4. Средства механизации и автоматизации на буровой 348
15.5. Охрана труда при выполнении работ на буровой 350

16. Технико-экономические показатели буровых работ. Документация на строительство скважин 355
16.1. Основные технико-экономические показатели. Пути интенсификации работ по строительству скважин 355
16.2. Основная документация на строительство скважины 361

Заключение 365

Список литературы 366

Предметный указатель 368

Калинин А. Г., Левицкий А. З.

К17 Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Учебник для вузов.— М.: Недра, 1988. — 374 с.: ил.

ISBN 5-247-00356-X

Кратко изложены основы механики горных пород. Приведены основные сведения о технических средствах и оборудовании для бурения глубоких разведочных скважин. Большое внимание уделено проблемам технологии бурения разведочных скважин: режимам бурения, промывке и креплению скважины, вскрытию и исследованию продуктивных пластов, геофизическим исследованиям в стволе скважины. Рассмотрены особенности бурения на воду. Включены материалы по организации работ при бурении, даны технико-экономические показатели бурения.

Для студентов геологоразведочных вузов, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

К $\frac{1904050000-370}{043(01)-88}$ 121—88 ББК 33.131

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Калинин Анатолий Георгиевич
Левицкий Александр Захарович

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Заведующий редакцией *Л. Н. Аважанская*
Редактор издательства *Т. А. Чопорова*
Технический редактор *Л. Я. Голова*
Корректор *М. Е. Лукина*

ИБ № 7752

Сдано в набор 10.05.88. Подписано в печать 26.08.88. Т-17119. Формат 60×90 1/16. Бумага типографская № 1. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 23,03. Усл. кр.-отт. 23,03. Уч.-изд. л. 26,06. Тираж 5180 экз. Заказ 1149/1806 — 4. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126 Ленинград, Социалистическая ул., 14.