

1 ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЧАСТЬ СКВАЖИН

1 ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЛАВА ГЕОЛОГИИ

Геологическая информация является основой решения практически всех вопросов проектирования сооружения скважин и управления буровыми процессами. Характеристики проходимых скважиной пород и пластовых флюидов во многом обуславливают выбор долот, бурового раствора, методов вскрытия продуктивных горизонтов, крепления стенок скважины и разобщения пластов. Для морского бурения огромное значение имеют сведения о гидрометеорологических условиях, а также характеристики глубин морей, морских волнений, приливов и отливов, морских течений, ветра, ледовой обстановки.

1.1. СОСТАВ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Геология – наука о составе, строении и истории Земли.

Предполагают, что Земля состоит из нескольких различных по свойствам оболочек: литосферы толщиной 50–70 км; мантии до глубины 2900 км; ядра в интервале глубин 2900–6380 км. Над литосферой находятся водная оболочка – гидросфера, а выше – газовая оболочка – атмосфера. Литосфера сложена горными породами, основу которых составляют различные минералы – природные вещества, приблизительно однородные по химическому составу и физическим свойствам, возникшие в результате физико-химических процессов.

Классификация горных пород по происхождению:

А. Магматические (изверженные) – кристаллические породы, образовавшиеся в результате застывания расплавленного вещества (магмы).

Б. Осадочные – породы, составленные из мельчайших кусочков различных минералов, часто сцементированных между собой, содержащие остатки животных и растительных организмов. По способу накопления в

земной коре различают механические осадки, породы химического и смешанного происхождения.

Механические осадки – результат денудационных процессов солнечно-ветроводяного разрушения и переноса осадков магматических пород (валуны, галечник, гравий). Химические породы (и некоторые причисляемые к осадочным породам) образовались путем химических реакций и накопления на земной поверхности сложных солей (каменная соль, ангидрид, гипс). Породы смешанного происхождения включают в себя обломочный материал, вещества органического и химического происхождения (известняки, мел, глины, пески, песчаники).

В. Метаморфические горные породы – это вторично переплавленные осадочные и изверженные породы в результате погружения их в расплавленную часть Земли (кварциты, мраморы, сланцы, гнейсы).

1.2. ГЕОХРОНОЛОГИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Для определения историко-геологических закономерностей накопления горных пород и формирования Земли как планеты используют стратиграфическую шкалу, на основе которой составлена геохронологическая таблица, отражающая расположение в определенной последовательности условных отрезков времени формирования земной коры (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Геохронологическая таблица

Эра	Период	Эпоха	Возраст, млн лет
Кайнозойская	Четвертичный (антропогенный) Неогеновый	Голоценовая	2
		Плейстоценовая	
	Палеогеновый	Плиоценовая	26
Миоценовая			
Мезозойская	Меловой	Олигоценвая	67
		Эоценовая	
	Юрский	Палеоценовая	137
		Позднемеловая	
		Раннемеловая	
Триасовый	Позднеюрская	195	
	Среднеюрская		
Палеозойская	Пермский	Раннеюрская	240
		Позднетриасовая	
	Каменноугольный (Карбон)	Среднетриасовая	285
		Раннетриасовая	
	Девонский	Позднекаменноугольная	360
		Среднекаменноугольная	
	Силурийский	Раннекаменноугольная	410
		Позднедевонская	
Ордовикский	Среднедевонская	440	
	Раннедевонская		
Кембрийский	Позднесилурийская	500	
	Раннесилурийская		
	Позднеордовикская		
	Среднеордовикская	570	
	Раннеордовикская		
	Позднекембрийская	570	
	Среднекембрийская		
	Раннекембрийская		

Эра	Период	Эпоха	Возраст, млн лет
Протерозойская	Позднепротерозойский	Вендская	1600 1900
		Позднерифейская	
	Среднерифейская		
Архейская	Среднепротерозойский	–	2600
	Раннепротерозойский	–	>2600

1.3. ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ И ФОРМЫ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ

Основной признак осадочных горных пород – их слоистость, т.е. накопление в виде более или менее однородных пластов (слоев). Поверхность, ограничивающую пласт сверху, называют кровлей, а поверхность, ограничивающую пласт снизу, – подошвой.

Кровля нижележащего пласта является одновременно подошвой вышележащего, а подошва вышележащего – кровлей нижележащего. Первично образовавшиеся пласты залегают почти горизонтально, но в результате последующей деформации земной коры форма залегания часто изменялась до существенно наклонной или даже вертикальной.

Пласт характеризуется мощностью и углом падения в данной точке в конкретном направлении (рис. 1.1). Различают истинную (кратчайшее рас-

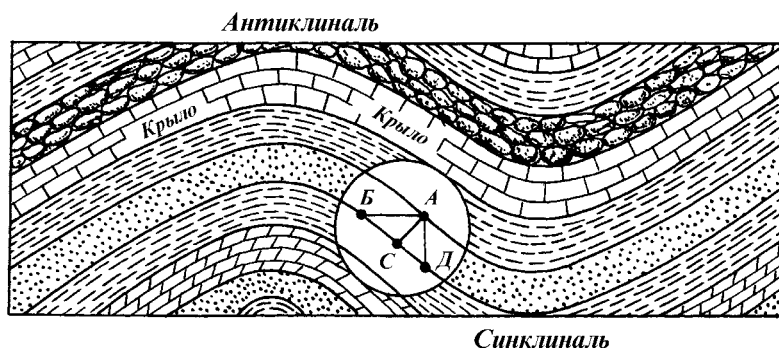


Рис. 1.1. Наклонно залегающие пласты в форме складки:
 АВ – горизонтальная мощность; АД – вертикальная мощность; АС – истинная мощность

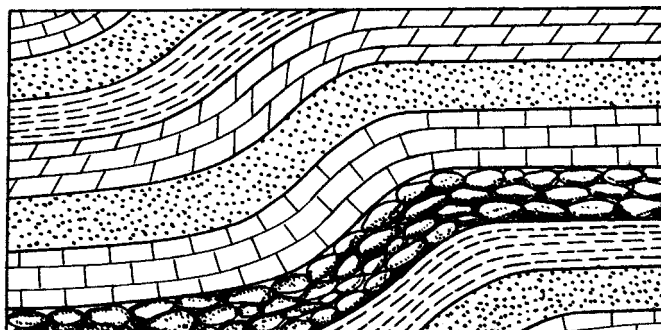


Рис. 1.2. Моноклираль

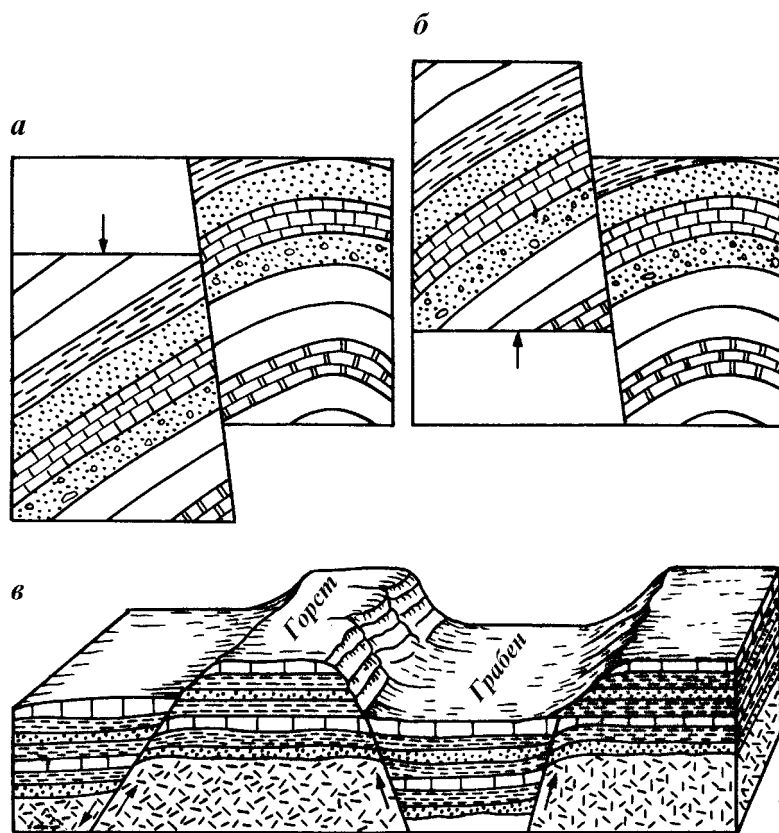


Рис. 1.3. Виды тектонических нарушений с разрывами и сдвигами: а – сброс; б – взброс; в – тектонический разрыв антиклинальной складки

стояние между кровлей и подошвой), горизонтальную (расстояние между кровлей и подошвой по горизонтали) и вертикальную (расстояние между кровлей и подошвой по вертикали) мощности пластов.

Тектонические движения земной коры привели к образованию складок пластов, их разрывам, разломам и смещениям по плоскостям нарушений.

Различают складки в виде синклинали, антиклинали (см. рис. 1.1) и моноклинали (рис. 1.2). Синклираль – это складка, обращенная выпуклостью вниз к центру Земли, в ядре которой более «молодые» породы, чем по краям. Антиклираль – это складка, обращенная выпуклостью к поверхности Земли, в ядре которой находятся более древние породы. Последовательно расположенные антиклираль и синклираль образуют полную складку.

Синклираль и антиклираль имеют крылья – боковые части складки, замок – линия перегиба складки (у антиклинали называется седлом, а у синклинали – мульдой). Угол между крыльями называют углом складки. Если у складки только одно крыло, то ее называют моноклиалью (см. рис. 1.2).

Разрывы земной коры также привели к возникновению разных структурных образований пластов. Если в процессе разрыва одна часть пластов

опустилась, а другая осталась на месте, такое образование называют сбросом (рис. 1.3, а). Если же одна часть пластов поднялась, а другая осталась на месте, то это образование называют взбросом (рис. 1.3, б).

При разрушении антиклинали формируются так называемые горсты и грабены (рис. 1.3, в). Для горста характерно поднятие части антиклинали над другой (неподвижными крыльями), а для грабена – наоборот, сводовая часть складки опустилась по отношению к неподвижным крыльям.

Если при тектоническом разрыве возникает горизонтальное перемещение пластов, то такое образование называют сдвигом. Взброс при сдвиге образует так называемый надвиг.

1.4. ОБРАЗОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Вместилищем нефти и газа в земной коре являются пустоты (поры) и трещины в осадочных горных породах. Суммарный объем пустот характеризуется абсолютная (теоретическая) пористость – отношение объема пустот в породе $V_{п}$ ко всему объему породы V . Это отношение, выраженное в процентах или долях единицы, называют коэффициентом пористости $K = V_{п}/V$.

Абстрагируясь от реальности, представим пористую среду, сложенную из шариков. Легко показать, что максимальный теоретический коэффициент пористости $K = 47,6 \%$, а минимальный $K = 25,8 \%$. Реальный коэффициент пористости, как правило, лежит в этих пределах. Однако форма зерен, неотсортированность по размеру, наличие цементирующего вещества между зернами могут привести к уменьшению пористости ниже $25,8 \%$. Нетрудно показать, что теоретическая пористость не зависит от размеров шарообразных зерен.

Эффективной пористостью называют отношение объема сообщающихся между собой пар ко всему объему породы. Именно сообщающиеся поры заполняются пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой), поэтому важный показатель – коэффициент насыщения породы $K_{н}$, равный отношению объема пустот, заполненных флюидом $V_{ф}$, к общему объему пор $V_{п}$:

$$K_{н} = V_{ф}/V_{п}.$$

Показатель горной породы, характеризующий возможность и скорость перемещения в ней флюида, называют проницаемостью.

Пористые и трещиноватые горные породы, способные вмещать промышленно значимые количества флюидов, называют коллекторами. Лучшими природными коллекторами являются пески и песчаники (так называемые гранулярные коллекторы), а также известняки (так называемые трещиноватые коллекторы). Обязательное условие существования коллекторов в качестве резервуаров нефти и газа – изоляция их от других проницаемых пород практически непроницаемыми породами. Лучшими изоляторами (так называемыми флюидоупорами) являются глины, проницаемость которых близка к нулю, в то время как пористость может быть существенной.

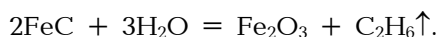
Нефть и газ – это горные породы, отличающиеся способностью гореть как каменный уголь, торф, бурый уголь. Горючие породы получили назва-

ние каустобиолитов («каустос» – горючий, биос – жизнь, литос – камень) – горючих органических камней. Каустобиолиты нефтегазового ряда называют битумами.

Споры о происхождении нефти в земной коре и сейчас не утихли. Известно несколько гипотез о происхождении нефти и газа, некоторые существенные из них, имеющие косвенное подтверждение, подвергнем анализу.

Наиболее ранняя – гипотеза М.В. Ломоносова – предполагает образование нефти из органического материала (растительного и животного) через фазу каменного угля с последующей его перегонкой под действием повышенных температур и давлений. Немецкие ученые Гефер и Энглер в 1888 г. подтвердили опытным путем возможность получения нефти из животных организмов, перегнав 492 кг сельдевого жира при температуре 400 °С и давлении 1 МПа и получив 299 кг (61 %) углеводородов (УВ) коричневого цвета плотностью 810,5 кг/м³. В 1919 г. академик Н.Д. Зелинский перегнал органогенный ил растительного происхождения (сапрпель) из озера Балхаш и получил: 63 % смолы, 96 % кокса, 21 % газа (смесь метана с оксидом углерода, водородом и сероводородом). При последующей перегонке смолы получили бензин, керосин и тяжелые масла. Это серьезные аргументы в пользу господствующей в настоящее время гипотезы органического происхождения нефти и газа.

Однако ранее опытов Энглера в 1866 г. французский химик Бертело высказал гипотезу образования нефти в недрах Земли из минеральных веществ, а через 10 лет, в 1876 г. на заседании Русского химического общества Д.И. Менделеев изложил свою неорганическую гипотезу происхождения нефти из карбидов металлов (карбидная гипотеза), сущность которой в том, что во время деформации земной коры по возникающим разломам поверхностная вода проникала в глубь Земли, встречала на своем пути карбиды металлов, в результате взаимодействия с которыми получались УВ:



Образовавшиеся УВ по разломам и трещинам поднимались в верхние слои земной коры и накапливались в коллекторах, образуя месторождения нефти и газа.

Серьезным подтверждением карбидной гипотезы служат данные о приуроченности многих нефтегазовых месторождений к известным разломам земной коры и опыты французского химика Клоэца, который воздействием соляной и серной кислот на чугун, содержащий до 4 % углерода, получил ненасыщенные УВ. Однако более веские доводы в пользу гипотезы Д.И. Менделеева отсутствуют.

Особого внимания, на наш взгляд, заслуживает космическая гипотеза В.Д. Соколова, высказанная им в 1892 г., сущность которой в том, что в составе первичного газопылевого облака, из которого образовалась Земля, находились УВ, с течением времени попавшие в мантию, а в последующие периоды, по мере остывания мантии, выделились из нее и по трещинам мигрировали в рыхлые породы земной коры.

«Органические» гипотезы не могут ответить на следующие основные вопросы:

1) почему в природе встречаются огромные скопления нефти, которые не могут образоваться в результате анаэробного брожения растительных и животных масс?

2) почему месторождения нефти и газа сопутствуют пластовые воды?

3) почему включения нефти и газа находят в магматических породах, в вулканических извержениях?

4) почему с увеличением глубины залегания плотность нефти, как правило, уменьшается, а минерализация сопутствующей воды увеличивается до предельных значений?

5) как могли сравнительно быстро образоваться капельные УВ при сравнительно низкой температуре?

В связи с этим заметим, что несмотря на господство органической гипотезы, она становится в некотором роде тормозом в развитии нефтегазовой науки и сдерживает практическую направленность поисков месторождений нефти и газа.

Попытаемся развить идею о конденсационном образовании всех горных пород в направлении происхождения нефти и газа. Когда образовалась кристаллическая кора, разделившая Землю на внутреннюю жидкостную (расплав) и внешнюю пылегазокапельную части, конденсация веществ продолжалась, и на кристаллическую кору выпадали «дожди» таких менее термостойких веществ как Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , $\text{Na}(\text{K})\text{Cl}$, $\text{Ca}(\text{Mg})\text{Cl}_2$, P_2O_5 и др., которые за счет сравнительно низкой молекулярной массы не погружались в глубь Земли и отлагались на поверхности в виде смеси сульфатов, хлоридов и карбонатов щелочно-земельных металлов, являющихся составными элементами верхних слоев земной коры. К определенному периоду господствующее положение в газопылевой зоне заняли пары воды с заметным присутствием паров углеводородов, кислот, пылинок солей калия, натрия, кальция, магния и др. На поверхность Земли обильно выпадали минерально-водяные дожди в виде грязи. Вода с углеводородами, растворимыми газами, кислотами и растворенными солями заполняла поровое пространство между пылеобразными минеральными частицами, частично вновь испарялась под действием повышенной температуры на поверхности Земли, частично погребалась с минеральным веществом, частично вступала в химические реакции с минералами и газами. Центрами конденсации водяных паров были минеральные пылинки в газопылевой зоне Земли, так что эти вещества выпадали на поверхность Земли совместно, дифференцируя указанную зону на флюидолитосферу и гидроатмосферу.

Погребенные вместе с частицами минералов вода и УВ подвергались воздействию постоянно повышающихся температуры и давления, обусловленному накоплением вышележащих осадков. Флюиды могли претерпевать фазовые превращения, другие физико-химические переходы, отжиматься из пластических осадков в пористые и трещиноватые слабо деформирующиеся осадки, мигрировать по проницаемым осадочным породам и возникающим под неравномерной нагрузкой трещинам и разломам как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.

К этому времени образовались так называемые ловушки для флюидов – зоны проницаемых осадков, изолированные со всех сторон непроницаемыми осадками. Попадая в эти зоны, флюид прекращал мигрировать, и начиналась его дифференциация по плотности: верхнюю часть ловушки занимали газы, ниже по направлению поля тяготения Земли располагались жидкие углеводороды (нефть), а самые нижние области занимала вода. Так, на взгляд авторов, можно нарисовать крупными мазками конденсационную гипотезу образования залежей нефти, газа и воды.

В природе существуют разные ловушки, наиболее распространенные сводовые и экранизированные (структурного и неструктурного типов)

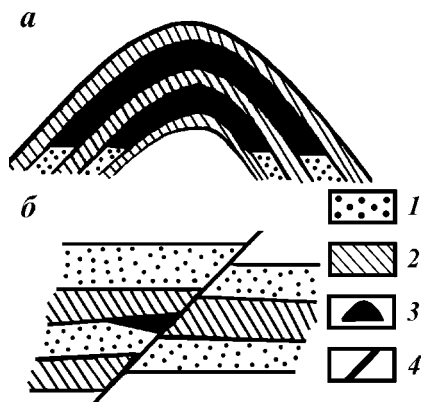


Рис. 1.4. Ловушки структурного типа:
a – антиклинальная складка; *б* – тектоническое экранирование ловушки; 1 – коллекторы; 2 – флюидоупоры; 3 – нефть; 4 – тектонический разрыв с вертикальным смещением

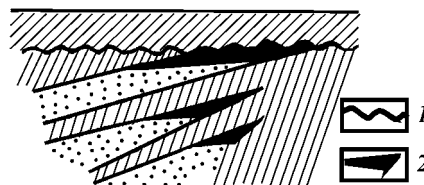


Рис. 1.5. Ловушки неструктурного типа:
 1 – поверхность зоны несогласного залегания пластов; 2 – скопления нефти

(рис. 1.4, 1.5). Сводовые ловушки создаются в антиклинальных складках, если кровля и подошва коллектора экранированы практически непроницаемыми породами. Попавшие в свод антиклинали путем миграции флюиды «запираются» в ней и естественно расслаиваются по плотности в поле тяготения Земли. Если коллектор расположен негоризонтально, сверху и по бокам гидроизолирован непроницаемыми породами, то он образует литологически экранированную ловушку для флюида. Ловушки, образованные в местах разрыва или разлома в результате сброса, взброса или надвига, когда из-за смещения пластов коллектор перекрывается непроницаемыми пластами по линии тектонического нарушения, называют тектонически экранированными.

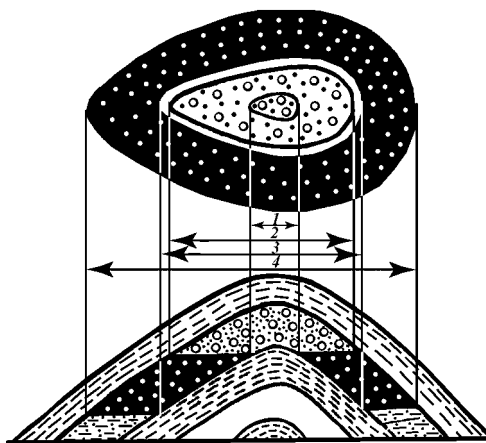


Рис. 1.6. Сводовая газонефтяная залежь:
 1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур нефтеносности

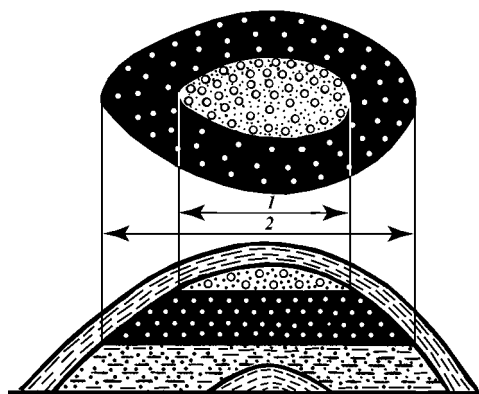


Рис. 1.7. Массивная газонефтяная залежь:
 1 – контур газоносности; 2 – контур нефтеносности

Ловушка, заполненная нефтью и газом, называется нефтегазовой залежью. Основными элементами нефтегазовой залежи (рис. 1.6 и 1.7) являются:

поверхность водонефтяного раздела (подошва нефtezалежи или водонефтяной контакт (ВНК));

внешний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с кровлей пласта;

внутренний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с подошвой пласта;

поверхность газонефтяного раздела (газонефтяной контакт (ГНК));

внешний контур газоносности – линия пересечения ГНК с кровлей пласта;

внутренний контур газоносности – линия пересечения ГНК с подошвой пласта;

газовая шапка – скопление свободного углеводородного газа над нефтью в залежи;

газовая залежь – ловушка, заполненная углеводородами в газообразном состоянии.

Все горизонтальные геометрические размеры залежи УВ определяются из проекции ее на горизонтальную плоскость. Высота нефтегазовой залежи находится как расстояние по вертикали от ВНК до наивысшей точки, а высота нефтяной залежи – как расстояние по вертикали между ВНК и ГНК.

Будем различать три группы нефтегазовых залежей:

пластовые (сводовые и экранированные ловушки);

массивные (многопластовые, рядом расположенные и гидродинамически не изолированные или плохо изолированные друг от друга ловушки);

литологически ограниченные.

Несколько однотипных нефтегазовых залежей, объединенных одной площадью земной коры, называют месторождением нефти и газа. Будем различать месторождения двух классов:

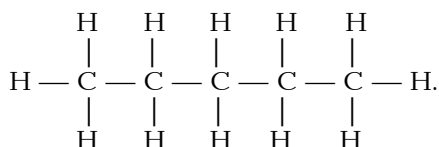
I – месторождения складчатых областей (Северный Кавказ, Крым, Прикарпатье, Туркмения, Ферганская область, о. Сахалин);

II – месторождения платформенных областей (Волго-Уральская зона, Западная Сибирь).

1.5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

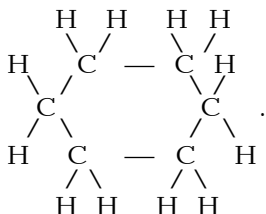
Как и все каустобиолиты, нефть содержит углерод, водород и кислород в следующих средних соотношениях: С 85 %; Н 13,5 %; О 1,5 %. Кроме этого, часто в нефти содержатся сера и азот (до 5 %).

Нефть составляют УВ трех основных групп: метановые, нефтеновые и ароматические. Метановые УВ (алканы) относятся к предельным УВ и соответствуют химической формуле C_nH_{2n+2}

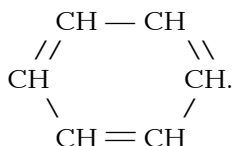


УВ с числом атомов углерода до 4 – газ, от 5 до 16 – жидкость, выше 16 – твердые (парафин).

Нафтеновые УВ – C_nH_{2n} (цикланы)



Ароматические УВ (арены) бедны водородом, а химическая формула имеет вид кольца (C_nH_n):



Различают нефти метановые (метановых УВ более 65 %), нафтеновые (нафтеновых УВ более 66 %), нафтено-метановые и ароматические.

К основным показателям физических свойств нефтей относятся плотность, вязкость, температура застывания, кипения и испарения, теплота сгорания, растворимость, электрические и оптические характеристики.

Углеродородный природный газ образует как самостоятельные промышленные скопления, так и встречается в земной коре вместе с нефтью. Он представляет собой смесь нескольких газов: 95 % метан CH_4 , остальное – этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и другие метановые УВ. Основные свойства газа: молекулярная масса, плотность, вязкость, растворимость, сорбционная способность, упругость паров, критическое давление, теплотворность, теплоемкость, температура.

Как видим, нефть и газ – это сложные естественные соединения УВ. Как правило, нефть имеет темный цвет, резкий запах, масляниста наощупь; плотность нефти менее 1000 кг/м^3 . Газ бесцветен, не имеет запаха, тяжелее воздуха, ядовит; в смеси с воздухом взрывоопасен.

1.6. ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Для того чтобы открыть (обнаружить) нефтяное и газовое месторождение необходимо выполнить целый комплекс поисково-разведочных работ, который включает в себя несколько этапов: полевые, геологические работы, поверхностные геофизические и геохимические исследования, бурение разведочных скважин с одновременными глубинными исследованиями.

История разведочных работ на нефть и газ богата парадоксами. В 1859 г. американский полковник Дрейк пробурил удачную скважину в одной из низин штата Пенсильвания и это дало основание закладывать нефтегазовые скважины в пониженных частях рельефа местности. Однако многочисленные неудачи, связанные с этим правилом, привели к появлению

нию прямо противоположного мнения – искать нефть на возвышенностях рельефа. Это был более логичный подход, так как к возвышенностям часто приурочены антиклинальные складки. Следуя этому правилу, на побережье Мексиканского залива в 1901–1905 гг. выявили 17 месторождений нефти.

Оба метода называли методом «дикой кошки». Однако уже в тот период были сделаны попытки научно обосновать направление и методы разведочных работ на нефть и газ.

В 1863 г. российский академик Г.В. Абих опубликовал результаты своих исследований на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова. Основные выводы: нефтяные месторождения приурочены к антиклинальным складкам; пластовые флюиды дифференцируются по глубине: сверху газ, под ним нефть, ниже вода. Выводы Г.В. Абиха и высказанные позже аналогичные идеи американского геолога И.С. Уайта подтверждались опытом Мексиканских работ и были успешно использованы в 1913 г. при обнаружении Новогрозненского месторождения нефти. Поэтому и до сегодняшнего дня стремятся уже на раннем этапе разведки обнаружить прежде всего антиклинали.

Основная задача первого этапа разведки – выполнить геологическую съемку – метод изучения поверхностной геологии и геоморфологии местности, на основании чего составляется геологическая карта района. На этом этапе изучают выходящие на дневную поверхность элементы пластов и образцы горных пород, окаменевшие остатки древних животных и растений, измеряют углы и направление простирания (падения) пластов, выполняют необходимые лабораторные анализы.

Для более детальной структурной геологической съемки бурят мелкие картировочные и структурные скважины глубиной от 20 до 300 м, которыми «проходят» все наносные современные отложения и достигают коренных пород, устанавливая структуру их и отбирая пробы коренных пород для описания и последующего лабораторного изучения.

По результатам первого этапа работ строят геологическую карту района, на которой условными обозначениями отражают распространение пород различного возраста.

Более детально геология района описывается дополнительно предполагаемым сводным стратиграфическим разрезом в виде колонки с последовательно изображенными по глубине породами и структурной картой, отражающей поверхность характерного пласта и форму его распространения.

На втором этапе используют поверхностные геофизические, геохимические и биологические методы разведки, позволяющие косвенно установить вероятное местонахождение нефтегазового пласта.

Наибольшее распространение из поверхностных геофизических методов получили сейсмо- и электроразведка, грави- и магниторазведка.

В основе сейсморазведки лежат особенности распространения упругих колебаний в земной коре. Сейсмические волны (упругие колебания), вызванные искусственным путем (например, взрывом), в зависимости от плотности пород распространяются в них со скоростью 2–8 км/с. Чем плотнее порода, тем выше скорость сейсмической волны в ней. На границе пород различной плотности волны частично отражаются и возвращаются на поверхность Земли, а частично преломляются и продолжают распространяться в глубь Земли до новой границы пород разной плотности.

Отраженные сейсмические волны улавливают и регистрируют на земной поверхности приборами сейсмографами, а затем, анализируя время

прохождения волн в горных породах, устанавливают глубину залегания пород, образовавших волны, углы падения пластов, относительную плотность пород. По этим данным строят профили и карты глубинного рельефа. Отметим, что метод отраженных волн (МОВ) предложен российским геофизиком В.С. Воюцким в 1923 г., и с тех пор и до настоящего времени широко и успешно используется во всем мире.

Помимо МОВ в поверхностной геофизике широко распространены: корреляционный метод преломленных волн (КМПВ), основанный на регистрации преломленных волн при встрече их с границей раздела различных пород под так называемым критическим углом; метод регулируемого направленного приема (РНП); метод общей глубинной точки (ОГТ).

В последние годы взрыв как источник излучения упругих колебаний уходит в прошлое. Стали применять невзрывные методы: падающий груз (Джиограф), вибраторы (Вибросейс), механические излучатели на основе «закрытых» взрывов (Диносейс). Себестоимость этих методов по меньшей мере на 50 % ниже себестоимости взрывных методов.

В морской сейсморазведке в качестве излучателей колебаний чаще других используют пневматические и электроискровые источники.

Применение современной компьютерной техники позволило существенно улучшить сейсморазведку до возможности обнаружения залежей нефти и газа, которые выявляются по рассеиванию упругих колебаний в виде «яркого пятна» (так называемая АТЗ – аномалия типа залежь).

В основе электроразведки, разработанной французом Шлюмберже в 1923 г., лежит различие в удельном электрическом сопротивлении горных пород. Хорошо проводят электрический ток кристаллические породы, осадочные породы, насыщенные минерализованной водой; плохо проводят электрический ток пористые осадочные породы, насыщенные нефтью и газом. Поэтому по характеру искусственно создаваемого в земной коре электрического поля можно определить последовательность и условия залегания горных пород.

Технически электроразведка осуществляется так: через заглубленные в грунт металлические стержни – электроды создают в земной коре искусственное электрическое поле, а при помощи других стержней, расположенных между электродами, исследуют различные аномалии искусственно созданного электрического поля земной коры. Сравнивая нормальное поле с аномальным, устанавливают литологическую характеристику разреза и наличие скоплений УВ.

Гравиметрический метод основан на неоднородности гравитационного поля земной поверхности, обусловленной различной плотностью горных пород. В зонах распространения пород с низкой плотностью (например, каменной соли) ускорение силы тяжести меньше, чем в зоне распространения более плотных пород (например, гранита). Измеряя силу тяжести в разных точках земной поверхности, можно обнаружить аномальные отклонения в ту или иную сторону от нормальной силы тяжести и по этим данным дифференцировать распространение пород с различной плотностью. Прибор, фиксирующий аномалии силы тяжести, называют гравиметром.

В последние годы гравиметрический метод стал распознавать флюидонасыщенные пористые породы (коллекторы), причем, дифференцировать водоносные коллекторы от нефтеносных и газоносных, так как разница в плотности флюидов значительная (для нефти 60–80 кг/м³, для газа 160–220 кг/м³ в сравнении с водой).

В комплексе с гравиразведкой применяется магниторазведка, основанная на исследовании неоднородности магнитного поля на поверхности Земли, обусловленной неодинаковой магнитоактивностью горных пород (например, магматические породы более магнитоактивны, чем осадочные). Используемые приборы (магнитометры) способны фиксировать магнитные аномалии даже с самолета или вертолета, что существенно ускоряет и облегчает магниторазведку. Карта магнитных аномалий уточняет результаты гравиразведки.

Среди геохимических методов следует отметить газовую, люминесцентно-битуминологическую, радиоактивную съемку, а также гидрохимический метод.

Газовая съемка, впервые предложенная В.А. Соколовым в 1929–1930 гг., основана на возникновении на поверхности Земли над нефтегазовыми залежами ореола повышенной концентрации УВ за счет фильтрации, диффузии и проникновения по трещинам глубокозалегающих УВ к дневной поверхности. Исследуя пробы грунтов и грунтовых вод при помощи чувствительных анализаторов, устанавливают области повышенных концентраций УВ, под которыми наиболее вероятны залежи нефти и газа.

Люминесцентно-битуминологическая съемка исследует ореол рассеяния битумов. Над нефтегазовыми залежами содержание битума в грунте повышенное, что устанавливается путем отбора образцов грунта с последующим определением их люминесцентной характеристики в ультрафиолетовом свете.

Радиоактивная съемка обнаруживает пониженное распределение радиоактивных элементов в породах в зоне распространения нефтегазовых залежей. Однако из-за неуверенности расшифровки метод пока широко не применяется.

Гидрохимическим методом исследуют химический состав подземных вод, содержание в них растворенных газов и УВ (аренов). По мере приближения к нефтегазовым залежам концентрация этих компонентов в водах увеличивается, что является признаком скопления УВ.

Геохимические методы расширяют возможности поиска месторождений нефти и газа, позволяют не только устанавливать нефтегазоносность антиклинальных складок, выявленных геологической съемкой и графическими методами, но и обнаруживать скопления УВ в ловушках неструктурного типа, обнаружение которых другими методами практически невозможно.

Нельзя обойти вниманием так называемую бактериологическую съемку, основанную на поиске бактерий, развивающихся в среде УВ. Путем исследования почв изучаемой площади обнаруживают места скопления этих бактерий и, следовательно, проникновение из глубин УВ. Бактериологический анализ почв является хорошим подспорьем в обнаружении нефтяных и газовых залежей.

Третий, заключительный этап поисков и разведки нефтяных и газовых залежей состоит в бурении одной или нескольких разведочных скважин с целью уточнения геологического строения площади, отбора и подробного анализа образцов глубоко залегающих горных пород (кернов), вскрытия нефтегазоносных коллекторов и их исследования на предмет промышленного использования нефтегазовой залежи. В разведочных скважинах проводят разнообразные геофизические исследования, испытания пластов на приток флюида, термодинамические измерения и т.д. Разведочные скважи-

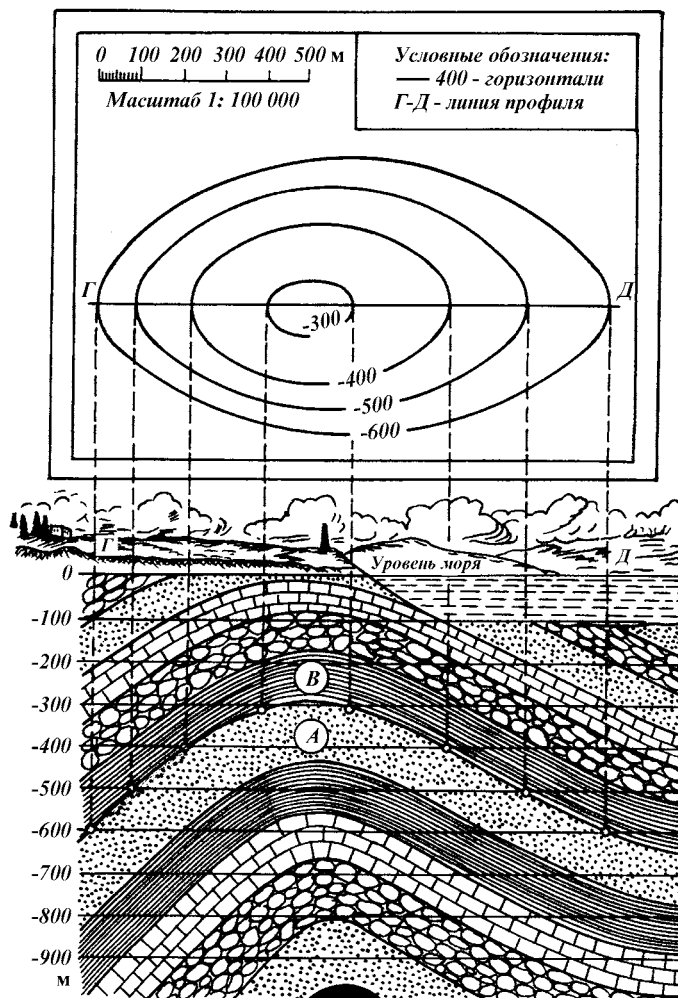


Рис. 1.8. Структурная карта, соответствующая кровле пласта А и подошве пласта В, и геологический профиль по линии Г-Д

ны должны дать конкретный ответ: имеется ли нефтяное или газовое месторождение на разведываемой площади, каково его промышленное значение, каковы свойства УВ.

Все разведочные данные обобщают в виде геологических профилей и

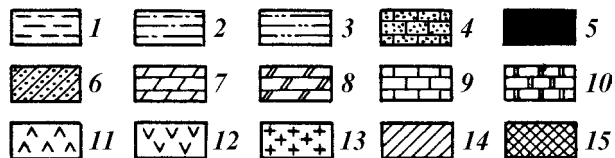


Рис. 1.9. Некоторые условные обозначения горных пород, наиболее часто используемые геологическими службами:

1 – глины; 2 – глины алевритистые; 3 – алевриты; 4 – песчаники; 5 – промышленная нефть; 6 – нефте- и газопроявления; 7 – мергели; 8 – мергели доломитовые; 9 – известняки; 10 – доломиты; 11 – ангидриты; 12 – гипсы; 13 – каменная соль; 14 – нефтепроявления; 15 – возможные коллекторы с нефтью или газом

структурных карт в масштабе (рис. 1.8), которые являются основой для надежного сооружения эксплуатационных скважин.

Для отображения литологической характеристики пород в разрезах используют условные знаки (см. рис. 1.9).

1.7. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Бурение скважин предполагает по первым скважинам представить геологический разрез, но в ряде случаев его приходится уточнять.

Разрезом скважины называется графическое изображение показателей, устанавливаемых на основании данных бурения скважины и определяющих характер проходимых пород. Разрез скважины должен иметь указания характерных особенностей конкретного нефтяного месторождения и мест осложнений, наличия газа, высоких и низких аномальных пластовых давлений.

Основным методом изучения и корректировки разрезов является изучение образцов пород, поднятых в процессе бурения.

Комплекс наблюдений при бурении для составления нового или уточнения существующего разреза сводится к следующему: проведение исследований и наблюдений, необходимых для составления детального комплексного разреза скважин, в том числе комплекса геофизических работ, лабораторное и промышленное изучение образцов – кернов, шлама, флюида пласта, выходящего с буровым раствором из скважины, исследование физико-химических свойств воды, нефти и газа и т.д. Отбор керна с помощью колонковых долот обеспечивается еще недостаточно качественно, и вынос его не превышает обычно 50–80 %.

В настоящее время используют следующие методы для составления представления о разрезе пород, проходимых скважиной: изучение внешнего вида кернового материала и шлама, анализ срабатываемости долот, изменение механической скорости бурения и проходки на долото, геофизические методы (каверно- и профилометрия, электрокаротаж, газовый каротаж), физико-химические методы анализа пород, отобранных при бурении скважин.

Изучение разреза скважины по внешним признакам подразумевает определение литологического состава пород (по керну) с последующим сопоставлением их с кернами других близко расположенных скважин для установления наиболее характерных (опорных) горизонтов, литологическая характеристика которых постоянна, а мощность часто фиксирована. По кернам нескольких скважин удается установить тектонические нарушения.

По анализу шлама предположительно определяют породы, проходимые в процессе бурения. В основе этого анализа лежат определение гранулометрического состава шлама в буровом растворе и установление его минералогической характеристики. Для проведения указанного анализа применяют емкость с сетками размером 1; 0,25 и 0,1 мм.

Анализ времени и характера срабатываемости буровых долот, изменения механической скорости бурения и проходки на долото (механический каротаж) предусматривает учет твердости проходимых пород и изменение в связи с этим технологических параметров. В практике за оценочный параметр принимают крепость горных пород, что применительно к бурению

пока еще недостаточно уточнено. Считается, что при прочих равных условиях время бурения 1 м скважины прямо пропорционально коэффициенту крепости пород. Общепринятой качественной оценкой крепости горных пород считается следующая. Породы делят на крепкие, твердые, средние, слабые, мягкие. На разрезе скважины породы установленной крепости окрашиваются в различные цвета.

Наиболее полно геологический разрез скважины изучается с помощью геофизических методов. Они основаны на измерении некоторых физических параметров горных пород, прямо или косвенно связанных с их литологией, коллекторскими свойствами и водонефтегазонасыщенностью.

При вскрытии пласта установившиеся условия нарушаются, изменяются свойства пластовых флюидов, движение и перераспределение в пористой среде. Вода, нефть и газ располагаются в пласте обычно в соответствии с их плотностью. В газовой залежи при отсутствии нефти газ залегают непосредственно над водой. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит. Это остаточная (связанная) вода. Ее количество может изменяться от долей процента до 70 % объема пор (т.е. до 20–25 % объема коллектора). Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта «зеркала вод» не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % до значения содержания связанной воды в повышенных частях залежи.

1.8. СОСТАВ И МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Пластовые воды оказывают весьма существенное влияние на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды – постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют большую роль в поисках, формировании и разработке залежей.

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов. По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры.

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, рН, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов – бактериологический или микробиологический.

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов. Она оценивается по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре 105–110 °С. По размеру сухого остатка воды разделяются на пресные (содержание солей < 1 г/л), слабосоленые (1–5 г/л), солоноватые (5–10 г/л), соленые (10–50 г/л), рассолы (≥ 50 г/л).

Главные химические компоненты в подземных водах: хлор – ион (Cl⁻),

сульфат – ион (SO_4^{2-}), гидрокарбонатный и карбонатный ионы (HCO_3^-) и (CO_3^{2-}), а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов: натрия Na^+ , кальция Ca^{2+} , магния Mg^{2+} , железа и SiO_2 (в коллоидном состоянии). В воде растворяются азот, кислород, углекислый газ, сероводород и т.д. В настоящее время принята форма химического анализа воды – ионная. Так как молекулы солей в растворе распадаются на катионы и анионы, те и другие должны находиться в эквивалентных количествах. Для перевода результатов анализа воды, выраженных в ионной форме, в эквивалентную, следует количество каждого найденного элемента (в мг/л) разделить на его эквивалентную массу. Эквиваленты ионов могут быть выражены также в процентах от суммы анионов и катионов, каждая сумма анионов и катионов принимается за 50 или 100 %.

Для подземных вод нефтегазовых месторождений характерно повышенное содержание иода, брома, бора, аммония и вблизи нефтяной залежи – нафтеновых кислот. По химическому составу это обычно хлоридно-кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией 50 г/л и выше. Воды нефтяных месторождений бывают кислые и щелочные гидрокарбонатно-натриевого и иногда хлоридно-сульфатно-натриевого состава.

При оценке подземных вод (для питания паровых котлов, хозяйственных целей и т.д.) следует обращать внимание на жесткость воды, под которой понимают свойство воды, обусловленное содержанием в ней солей кальция и магния: $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, CaCO_3 , CaCl_2 , MgCl_2 . Различают жесткость общую, характеризующуюся присутствием солей Ca и Mg, постоянную, обусловленную содержанием солей Ca и Mg, за исключением бикарбонатов, и временную, определяемую наличием бикарбонатов Ca и Mg. Временная жесткость воды может быть найдена по разности общей и постоянной. Кипяченая вода характеризуется только постоянной жесткостью. Природные воды по жесткости разделяются на следующие типы: очень мягкие, умеренно жесткие, жесткие и очень жесткие.

В основу классификации пластовых вод по Пальмеру положено соотношение в воде количеств ионов щелочных металлов K^+ и Na^+ (a), ионов щелочноземельных металлов Ca^{2+} и Mg^{2+} (b) и анионов сильных кислот Cl^- (d).

В зависимости от преобладания тех или иных ионов в воде Пальмер разделяет все воды на пять классов:

I.....	$d < a$
II.....	$d = a$
III.....	$a < d < a + b$
IV.....	$d = a + b$
V.....	$d > a + b$

Для характеристики качества воды используются шесть показателей: первичная соленость, первичная щелочность, вторичная соленость, вторичная щелочность, третичная соленость, третичная щелочность.

В соответствии с классификацией природных вод по В.А. Сулину, применяемой в нефтегазодобывающей промышленности, последние подразделяются на четыре генетических типа: I – сульфатно-натриевые; II – гидрокарбонатно-натриевые; III – хлормагниевого; IV – хлоркальциевого. Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливается по отношению эквивалентов отдельных ионов. Каждый тип вод под-

разделяется на группы: А – гидрокарбонатные, Б – сульфатные, В – хлоридные. Группы, в свою очередь, подразделяются на классы и подгруппы. Воды относятся к определенной группе и подгруппе на основании отношения эквивалентов отдельных ионов.

В большинстве пластовых вод содержатся анионы и мыла нафтеновых и жирных кислот, фенолы и азотсодержащие кислоты.

1.9. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Геофизические исследования (каротаж) дают возможность уточнить по всей глубине скважины ее геологический разрез: литологический состав пород и интервалы их однородности, мощность пластов, интервалы залегания нефтяных, газовых и водяных горизонтов, а также пористость и проницаемость пород, границы ВНК и ГНК, температурное поле разреза.

В настоящее время известно более 40 видов каротажа. Основные из них: электрические, радиоактивные, термические, акустические, индукционные, геотермические методы.

Электрические методы основаны на измерении характеристик электрического поля в стволе скважины. Специальным глубинным прибором, опускаемым в скважину на многожильном кабеле, измеряют и регистрируют на ленте удельное электрическое сопротивление горных пород разреза (кривая КС) и изменение естественных электрических потенциалов (кривая ПС). Против таких пород, как известняки и насыщенные нефтью песчаники, регистрируется значительное кажущееся электрическое сопротивление, а против глин и водоносных песчаников – существенно меньшее. Вследствие гидродинамической связи бурящейся скважины с проходимыми горными породами между ними происходят незначительные перетоки разнородных жидкостей (пластового флюида и промывочного агента), вследствие чего возникает электродвижущая сила (ЭДС) (подобно ЭДС внутри аккумулятора с электролитом). В более проницаемых породах жидкость перемещается быстрее, и создается большая разность естественных потенциалов. Так, против хорошо проницаемых песков и песчаников возникает аномалия естественной разности потенциалов по сравнению с плохо проницаемыми глинами и известняками.

Специалисты, изучая и сопоставляя кривые КС и ПС, выделяют в разрезе породы различных типов: пески, песчаники, глины, известняки. По очень большим аномалиям КС определяют интервалы залегания нефтегазовых горизонтов (напомним, что нефть и газ диэлектрики).

Весьма информативными методами промысловых геофизических исследований являются радиоактивные методы: гамма-метод (ГМ), гамма-гамма-метод (ГГМ), нейтронный гамма-метод (НГМ) и др. С помощью этих методов исследуют естественную и наведенную радиацию горных пород разреза скважины. А так как разные по литологическому составу и типу горные породы имеют различную радиоактивность, то по зарегистрированной амплитуде этих характеристик специалисты уверенно дифференцируют разрез скважины.

С помощью термометрического каротажного зонда (электротермометра) измеряют температуру в стволе скважины, и результаты измерений используют при расчете обсадных колонн, подборе рецептур цементного

раствора, оборудовании устья скважины. Помимо этого, зарегистрированная термограмма показывает более низкую температуру против проницаемых пластов, куда проникал промывочный агент и охладил пласт, а также против газонасыщенных пород за счет адиабатного расширения газа вблизи скважины.

Акустический каротаж – сравнительно новый метод в промыслово-геофизических исследованиях. В его основе лежит регистрация упругих колебаний, возбуждаемых в скважине на различной глубине. Скорость распространения колебаний в породах в радиальном направлении, особенность их затухания позволяют оценить пористость пород. Этот метод обычно используют в комплексе с индукционным каротажем, который позволяет выделить среди пористых пород нефтеносные коллекторы.

Простым, но информативным методом являются каверно- и профилометрия. Особым прибором каверномером измеряют и регистрируют изменение диаметра ствола скважины по глубине. Чем устойчивее порода, тем ближе диаметр ствола к номинальному (диаметру долота). В рыхлых породах (глинах, песках и т.д.) стенки скважины размываются промывочным агентом и разрушаются бурильной колонной, в результате возникают значительные уширения ствола – каверны, что четко регистрируется на кавернограмме в виде аномалий кривой.

Данные кавернометрии используют также при расчете цементирования скважины, так как они позволяют уточнить необходимые объемы цементного раствора.

Все виды геофизических исследований используются в комплексе. Современная каротажная станция для глубинных геофизических исследований массой около 20 т монтируется на автомобилях. Она оснащена 7-жильным бронированным кабелем наружным диаметром 12 мм, рассчитанным на разрывное усилие до 8 т (масса 1000 м кабеля равна 1 т). Кабель имеет термостойкую изоляцию, выдерживающую температуру до 300 °С.

Для обработки и интерпретации результатов геофизических исследований в настоящее время широко используют компьютеры.

В последние годы, в связи со значительным увеличением объемов бурения горизонтальных скважин, стали широко использовать скважинный автономный прибор электрического каротажа, который записывает данные на собственную магнитную ленту. Автономный прибор, перед подъемом бурильной колонны из скважины, проталкивают промывочным агентом через полость бурильной колонны к долоту. Его нижняя часть – гибкий зонд – проходит через отверстие долота и в процессе подъема бурильной колонны из скважины дает сигналы на магнитную ленту об электрических свойствах горных пород по глубине.

Совместный анализ каротажных диаграмм, записанных в одном масштабе глубин, позволяет специалистам однозначно определить не только литологические характеристики разреза скважины и дать рекомендации для выполнения последующих технологических операций, но и точно установить глубины залегания и мощность нефтегазоносных горизонтов, подлежащих испытанию для целей промышленного использования.

2

ГЛАВА

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Нефть и газ добывают, пользуясь скважинами, основными процессами строительства которых являются бурение и крепление. Необходимо осуществлять качественное строительство скважин во все возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки с целью обеспечить страну нефтью и газом при снижении трудо- и энергоемкости и капитальных затрат.

Бурение скважин – единственный источник результативной разведки и приращения запасов нефти и газа.

Скважины на нефть и газ могут быть систематизированы следующим образом:

структурно-поисковые, назначение которых – установление (уточнение) тектоники, стратиграфии, литологии, оценка продуктивности горизонтов (без дополнительного строительства скважин);

разведочные, служащие для выявления продуктивных объектов, а также для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газоносных пластов;

добывающие (эксплуатационные), предназначенные для добычи нефти и газа из земных недр; к этой категории относят также нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины;

нагнетательные, предназначенные для закачки в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны; эти меры направлены на удлинение периода фонтанного способа добычи нефти или повышения эффективности добычи;

опережающие добывающие, служащие для добычи нефти и газа с одновременным уточнением строения продуктивного пласта;

оценочные, назначение которых – определение начальной водонефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности пласта (и для проведения иных исследований);

контрольные и наблюдательные, предназначенные для наблюдения за объектом разработки, исследования характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефтенасыщенности пласта;

опорные скважины бурят для изучения геологического строения крупных регионов, установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа.

Производственная деятельность буровых предприятий неизбежно связана с техногенным воздействием на объекты природной среды. В силу специфических особенностей ведения горных работ процессы сооружения скважин оказывают отрицательное влияние на лито-, гидро- и биосферу. Техногенез при бурении скважин носит химико-токсический и физико-механический характер и проявляется в нарушении естественного экологического равновесия экосистем, снижении хозяйственной ценности гидросферы, падении ресурсо- и биогенетического потенциала биосферы и деградации отдельных компонентов природной среды. Для предупреждения

загрязнения окружающей среды в процессе строительства скважин должен соблюдаться комплекс природоохранных мероприятий.

Охрана окружающей среды при строительстве скважин включает:

защиту недр от загрязнения и рациональное использование природных минеральных ресурсов;

защиту земной поверхности (лито-, гидро- и биосферы) и воздушного бассейна от негативного влияния техногенных факторов при бурении и разработке нефтегазовых месторождений.

Охрана недр – это совокупность мероприятий по наиболее полному извлечению полезного ископаемого или максимально возможному сокращению его потерь, наиболее рациональному использованию минеральных ресурсов в хозяйстве, исключающих неоправданные потери минерального сырья и топлива, а также отрицательные воздействия на природу.

Охрана земной поверхности и воздушного бассейна – это совокупность правовых, организационных, экономических и инженерных мероприятий по исключению загрязнения объектов гидро-, лито- и биосферы материалами, химреагентами, технологическими жидкостями, используемыми при ведении буровых работ, образующимися отходами, а также физико-механического воздействия на компоненты природной среды, приводящего к нарушению нормального функционирования экосистем.

Сохранение окружающей среды в нефтегазодобывающей промышленности на экологически безопасном (нормативном) уровне имеет свои особенности, которые необходимо учитывать при строительстве скважин, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. К основным из них относятся следующие:

1) разрушение покрова Земли и растительности при строительстве скважин;

2) проникновение бурового раствора (или его фильтрата) в поры и трещины пластов с полезными ископаемыми. Особенно опасны гидроразрывы пластов с последующим поглощением бурового раствора;

3) открытые нерегулируемые газонефтеводопроявления;

4) крепление буровых скважин с поглощениями тампонажного раствора или его фильтрата на глубину, большую, чем предусмотрено технологическими соображениями;

5) движение флюидов между пластами по любым причинам;

6) закачка значительных объемов различных растворов и материалов в пласты при бурении в условиях поглощений;

7) воздействие на пласты различными методами (тепловыми, химическими, силовыми и др.) с целью увеличения и ускорения поступления флюидов к скважине.

2.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Нефтяная или газовая скважина – это приблизительно цилиндрическое сооружение в глубь Земли, включающее преимущественно вертикальную или наклонную горную выработку в непродуктивной зоне пород и соединенную с ней выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных труб и цементных оболочек и фильтр, обеспечивающий надежную гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Основными элементами скважины

являются: устье, забой, ствол, обсадная колонна, фильтр, цементное кольцо.

Устье – это начало скважины, образованное короткой вертикальной зацементированной трубой – направлением.

Забой – это дно ствола скважины.

Ствол – это горная выработка, внутри которой располагаются обсадные колонны и производится углубление скважины.

Обсадная колонна – это свинченные друг с другом и опущенные в ствол обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород. Различают первую обсадную колонну – кондуктор, последнюю обсадную колонну – эксплуатационную колонну, в том числе хвостовик, промежуточные обсадные колонны, в том числе летучки (лайнеры).

Фильтр – участок скважины, непосредственно соприкасающийся с продуктивным нефтяным или газовым горизонтом. Фильтром может служить необсаженный колонной участок ствола, специальное устройство с отверстиями, заполненное гравием и песком, часть эксплуатационной колонны или хвостовика с отверстиями или щелями.

Цементное кольцо – затвердевший цементный раствор, закачанный в кольцевое пространство между стволом и обсадной колонной с целью его герметизации.

Система обсадных колонн и цементных колец за ними составляют крепь скважины.

Только сооруженная скважина может ответить на вопрос: имеется ли в данном районе нефтяное или газовое месторождение и какова промышленная ценность залежи УВ.

Сооружение скважины, независимо от ее назначения (разведочная, параметрическая, эксплуатационная и т.д.), включает в себя следующие основные этапы:

1. Геологическое обоснование места сооружения и составление проекта скважины, которые позволяют наилучшим образом выполнить поставленную задачу.

2. Монтаж технических средств для наиболее качественного и экономичного сооружения скважины.

3. Проводку ствола скважины, обеспечивающую высокую скорость углубления при минимальных затратах.

4. Глубинные геофизические и технологические исследования, позволяющие подробно изучить геологический разрез, термодинамические параметры вскрытых скважиной пластов, отобрать образцы горных пород и пластовых флюидов для лабораторных исследований.

5. Крепление ствола обсадными трубами и цементом, обеспечивающее длительную безаварийную эксплуатацию скважины как инженерного сооружения и ее экологическую безопасность.

6. Изготовление глубинного фильтра, обеспечивающего качественную и надежную гидродинамическую связь продуктивного пласта с полостью эксплуатационной колонны и препятствующего проникновению в колонну горной породы и других загрязняющих УВ примесей.

7. Оборудование устья скважины, включающее, при необходимости, подвеску колонны насосно-компрессорных труб, обеспечивающее качественное испытание скважины и дальнейшую длительную эксплуатацию ее как объекта добычи УВ.

2.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ КАК ИНЖЕНЕРНОГО СООРУЖЕНИЯ

Для геологического обоснования места заложения скважины привлекают все имеющиеся у геологов материалы по интересующей площади: результаты поверхностных геологических и геофизических исследований данной площади, геологические карты и профили аналогичных площадей, результаты картировочного бурения и сведения о так называемых опорных скважинах, данные о грунтовых и артезианских водах, сведения о поверхностных нефтегазопроявлениях, общие сведения о строении осадочного чехла Земли и др.

Как разведочные, так и эксплуатационные первые скважины закладывают в предполагаемых наивысших точках обнаруженной благоприятной структуры, чтобы наверняка вскрыть углеводородную зону газонефтяной ловушки. По полученным из первых скважин сведениям выбирают местоположение последующих скважин, перед которыми ставится более широкая задача – определить размеры залежи, положение ВНК и ГНК, эффективную мощность продуктивных пластов, изменение по простиранию их пористости и проницаемости, уточнить структурную карту месторождения (карту изогипс), получить данные для определения термодинамических параметров продуктивных пластов и построения карт изобар и изотерм, а в конечном итоге – подсчитать или уточнить промышленные запасы месторождения УВ и обосновать или уточнить систему его разработки (построить карту разработки).

При этом скважины могут быть заложены как в пределах залежи УВ, так и за ее пределами (за пределами ВНК).

Для обоснования места заложения скважины учитывается также необходимость изучения пород и перспективы нефтегазонасности пластов, залегающих ниже разведываемой или разрабатываемой залежи УВ (совмещение геологических и промысловых задач).

После выбора места заложения составляют проект этой скважины, основными разделами которого являются:

конструкция (соотношение диаметров и длин ствола, его ориентация; интервалы спуска, диаметры, толщина стенок и марки стали обсадных колонн; интервалы цементирования; тип и конструкция фильтра; другие необходимые элементы скважины);

технология проводки ствола (типы и размеры породоразрушающего инструмента – долот; режимы бурения – интенсивность циркуляции очищающего забой и ствол от выбуренной породы агента, скорость вращения долота, усилие со стороны долота на разрушаемый им забой; тип и физические свойства очищающего скважину агента; тип, соотношение диаметров и длин секций бурильной колонны; тип и размер забойного двигателя в случае его использования);

технология вскрытия продуктивных пластов (тип и физические свойства промывочного агента при проводке ствола в фильтровой зоне; соотношение давлений в скважине и пласте; способ закрепления ствола в фильтровой зоне; метод обеспечения притока пластового флюида в скважину и извлечения его на поверхность; другие технологические приемы и технические средства);

технология крепления ствола скважины (спуск и цементирование кондуктора, промежуточных и эксплуатационной колонн; конструкция низа эксплуатационной колонны и фильтра; тип цемента, физические свойства цементного раствора в жидком и затвердевшем состояниях, интенсивность его транспортировки в заколонное пространство; способ цементирования колонн и оснастка их дополнительными устройствами; длительность ожидания затвердения цементного раствора; способ испытания качества крепления ствола скважины);

технология испытания скважины как объекта эксплуатации (геометрические размеры колонны лифтовых труб; оборудование устья скважины эксплуатационной арматурой; способ вызова притока из пласта на дневную поверхность; режимы и длительность исследования производительности скважины);

наземное грузоподъемное и приводное оборудование для бурения ствола (вышка; ротор для вращения бурильной колонны; талевая система и лебедка для выполнения спускоподъемных операций; двигатели для привода лебедки и ротора; вспомогательное оборудование и приспособления);

поверхностная циркуляционная система для приготовления, регулирования свойств и очистки промывочного агента (емкости с перемешивателями; блок приготовления, утяжеления и регулирования свойств; блок очистки – вибросита, гидроциклоны, центрифуги);

буровые насосы (марка, диаметры цилиндров, производительность, тип и мощность приводных двигателей).

2.3. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Оборудование для сооружения нефтяных и газовых скважин, особенно глубоких и сверхглубоких, достаточно громоздкое и массивное, поэтому почти все его элементы устанавливают на мощные железобетонные фундаменты или сварные конструкции из толстостенных бурильных труб при блочном монтаже оборудования.

Все оборудование для сооружения скважины можно условно объединить в несколько основных блоков:

1 – буровая вышка с талевой системой, подъемной лебедкой, элементами управления и настилом для сборки, приемки, хранения бурильных и обсадных труб;

2 – силовой блок, состоящий из нескольких дизельных или электрических двигателей, предназначенный для привода ротораи подъемной лебедки, включающий систему трансмиссий, редукторов, карданов и шкивов;

3 – насосный блок для промывки ствола скважины, включающий один-два или три буровых насоса с электрическим или дизельным приводом.

4 – циркуляционная система, включающая несколько емкостей для хранения бурового раствора, перемешиватели с электроприводом, блок приготовления и регулирования свойств бурового раствора, блок очистки от выбуренной породы, желоба с шиберами для манипуляции с выходящим из скважины при бурении потоком жидкости.

Буровая вышка либо монтируется при помощи подъемников и домкратов отдельными секциями с последующим их соединением, при этом первым монтируют верхний пояс с кронблоком, а последним – нижний пояс,

либо собирается горизонтально на земле, а затем тракторами и подъемными стрелами поднимается в вертикальное положение. Если позволяет рельеф местности, то иногда вышки собирают на центральной базе, затем транспортируют к месту сооружения скважины при помощи мощных платформ и тракторов.

После установки вышки на фундаменты или платформы ее укрепляют растяжками, затем устанавливают подъемную лебедку, оборудуют направлением устье скважины.

Следующим этапом монтируют силовой блок для привода лебедки и ротора, трансмиссионную систему, систему пневматических муфт и гидротормоза, пульт управления. Лебедку оснащают талевым канатом, другой конец которого пропускают через шкивы кронблока и талевого блока (полиспафта) и прикрепляют к основанию вышки специальным приспособлением. Устанавливают ротор и соединяют с двигателями цепной передачей посредством пневматической муфты.

Одновременно или поочередно монтируют насосный блок и циркуляционную систему. Привод насосов от двигателей осуществляют клиновыми ремнями и шкивами. Циркуляционную систему соединяют с буровыми насосами трубопроводами и оснащают виброситами для выделения из промывочного агента сравнительно крупных частиц выбуренной породы (шлам), пескоотделителями и илоотделителями для более тонкой очистки промывочного агента, дегазатором для очистки от газа.

На емкости для хранения бурового раствора устанавливают механические и гидравлические перемешиватели, центробежные насосы, осуществляющие подачу жидкости в буровые насосы, пескоотделители, илоотделители и блок приготовления и регулирования свойств промывочного агента. Отдельно устанавливают и обвязывают манифольдами с циркуляционной системой блок приготовления промывочного агента, основными узлами которого являются силосы – хранилища сыпучих материалов, дозаторы и смесительное устройство.

В зависимости от назначения скважины, ее глубины, геологических и климатических условий района, транспортного сообщения буровые установки комплектуются по-разному, при этом во всех случаях стремятся к наиболее простому набору бурового оборудования, обеспечивающему качественное, безаварийное, с минимальными затратами времени и средств, сооружение скважины.

2.4. ПРОХОДКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Бурение скважин известно человечеству еще до нашей эры. Так, в Китае бурили в те времена при помощи стволов полого бамбука скважины глубиной сотни метров с целью добычи пластовых флюидов (главным образом – воды).

В 20-х годах XIX века во Франции в провинции Артуа успешно пробурили несколько сравнительно глубоких водяных скважин. Схема бурения была такова: к трубе прикрепляли пикообразное долото, трубу подвешивали на полиспафте, и, используя силу тяжести трубы и долота, ударами, подобно падающей бабы копра, разрушали горную породу и углубляли ствол скважины. По мере накопления осколков породы их извлекали на дневную

поверхность при помощи специальной желонки, спускаемой в скважину на канате.

В 1845 г. французский инженер А. Фовель предложил очищать ствол скважины от осколков разрушенной породы циркуляционным потоком жидкости. Это предложение начало успешно применяться в 1859 г. в США полковником Дрейком.

Скорость проводки ствола скважины ударным способом достигала нескольких метров в сутки, а глубина скважины не превышала 500 м. Поэтому продолжались поиски новых способов бурения, и в начале XX века был изобретен вращательный роторный способ бурения, при котором разрушение породы на забое осуществлялось долотом, вращающимся при помощи установленного на устье скважины ротора через посредство бурильной колонны. Скорость проходки ствола возросла более чем на порядок, а глубина скважин – до 3–4 км.

С увеличением глубины возникла другая проблема – большие затраты энергии на преодоление сил трения бурильной колонны о стенки ствола скважины. Необходимо было перенести привод долота как можно ближе к забою.

В 1922 г. нашим соотечественником инженером М.А. Капелюшниковым был изобретен новый метод бурения – турбинный, особенность которого в том, что долото вращает глубинный гидравлический двигатель (турбобур) – многоступенчатая гидравлическая турбина, рабочим телом для которой является циркулирующий промывочный агент.

К настоящему времени в практике бурения используются и другие погружные двигатели: электробур, представляющий собой специальный электродвигатель, к которому при помощи кабеля подводят электрический ток; вибробур, движение которого осуществляется посредством вибрации; винтобур, представляющий собой винтовой двигатель (винтовой насос «наоборот»).

Несмотря на большое разнообразие погружных двигателей, основной объем бурения нефтяных и газовых скважин осуществляют роторным способом.

Схематично современный способ проводки (бурения) ствола скважины можно представить следующим образом (рис. 2.1). Породоразрушающее устройство – долото, оснащенное режущими лезвиями или зубьями, вращается в горизонтальной плоскости либо ротором при помощи колонны труб (бурильной колонны), либо глубинным двигателем (турбобуром, электробуром, винтовым двигателем), режущими элементами внедряется в забой под действием осевой нагрузки, создаваемой частью бурильной колонны, скалывает частицы породы за счет вращательного движения и тем самым обеспечивает углубление забоя и ствола скважины. Промывочный агент (воздух, вода, азрированная жидкость, пена, буровой раствор, нефть, эмульсия и т.д.) буровым насосом подается под избыточным давлением из емкостей циркуляционной системы через буровой шланг высокого давления, вертлюг с вращающимся стволом, ведущую рабочую трубу (квадратную штангу), вращаемую ротором, бурильную колонну и долото к забою, подхватывает осколки разрушенной долотом горной породы и выносит их по кольцевому каналу между бурильной колонной и стенкой ствола скважины на поверхность. Попадая в поверхностную циркуляционную систему, промывочный агент поступает на вибрирующую сетку вибросита, где из него выделяются осколки выбуренной породы и выбрасываются в отвал, а

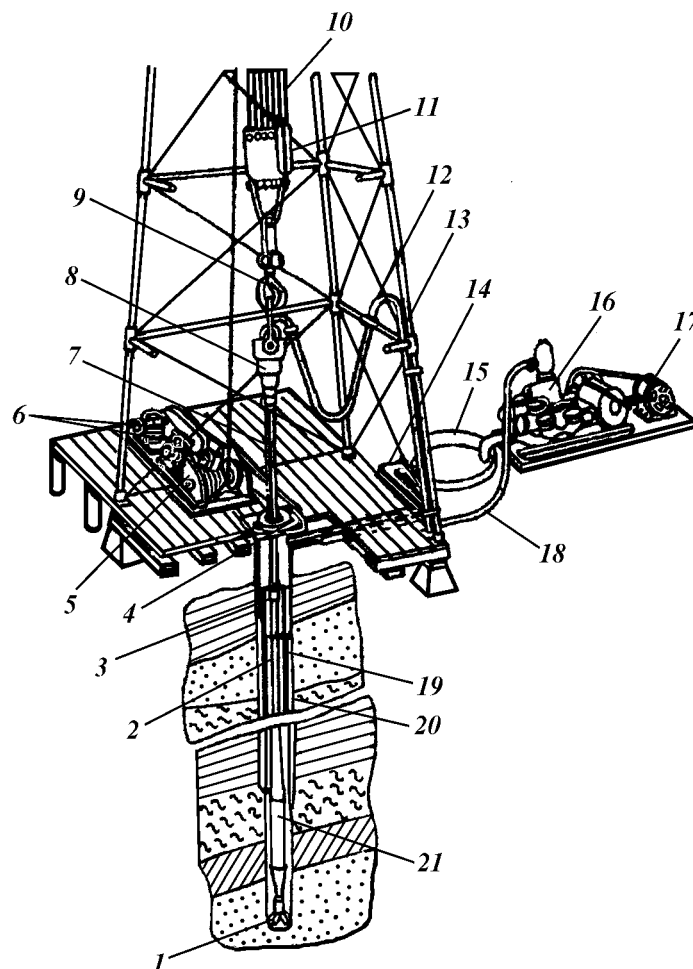


Рис. 2.1. Схема бурения скважины:

1 – долото; 2 – бурильные трубы; 3 – переводник; 4 – ротор; 5 – лебедка; 6 – двигатели привода лебедки и ротора; 7 – ведущая труба; 8 – вертлюг; 9 – крюк; 10 – талевого канат; 11 – талевого блок; 12 – буровой шланг; 13 – вышка; 14 – желоба; 15 – емкость циркуляционной системы; 16 – буровой насос; 17 – двигатель насоса; 18 – нагнетательный трубопровод; 19 – обсадная колонна; 20 – тампонажный цемент; 21 – забойный двигатель

просеянный промывочный агент либо поступает сразу в емкости и оттуда снова подается буровым насосом в скважину, либо при необходимости дополнительно очищается от мелких частиц выбуренной породы системой гидроциклонов (пескоотделитель для более грубой очистки, илоотделитель для более тонкой очистки) и от газа дегазатором, после чего поступает в приемную емкость буровых насосов.

Если требуется улучшить технологические свойства промывочного агента, изменить его параметры или даже заменить его агентом другого типа, то используют блок приготовления и химической обработки с системой гидравлических и механических смесителей и дозаторов, механических и гидравлических перемешивателей циркуляционной системы.

2.5. БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Главная функция долота – разрушать горную породу на забое скважины и способствовать его очистке от осколков породы.

По принципу действия различают долота:

режуще-скалывающие (лопастные долота), применяемые для разрушения вязких и пластичных пород (глин) (рис. 2.2);

дробяще-скалывающие (шарошечные долота), применяемые для разрушения большинства пород (рис. 2.3);

режуще-истирающие (алмазные долота), применяемые для разрушения твердых абразивных пород (рис. 2.4).

По назначению буровые долота разделяют на долота для проходки ствола скважины сплошным забоем и долота для проходки ствола скважины кольцевым забоем (так называемые колонковые долота или бурильные головки).

Колонковые долота выполняют дополнительную функцию – обеспечивают отбор глубинных образцов разбуриваемых пород (кернов) (рис. 2.5).

Основными элементами всех долот являются: корпус, имеющий в верхней части коническую (замковую) резьбу для присоединения к колонне бурильных труб или погружному двигателю; промывочные устройства для направления струй промывочного агента на забой; породоразрушающие элементы.

Промывочные устройства – это отверстия, выходящие из полости корпуса долота наружу и направленные вниз, оснащенные, как правило, суживающимися насадками (гидромониторные долота) для ускорения потока

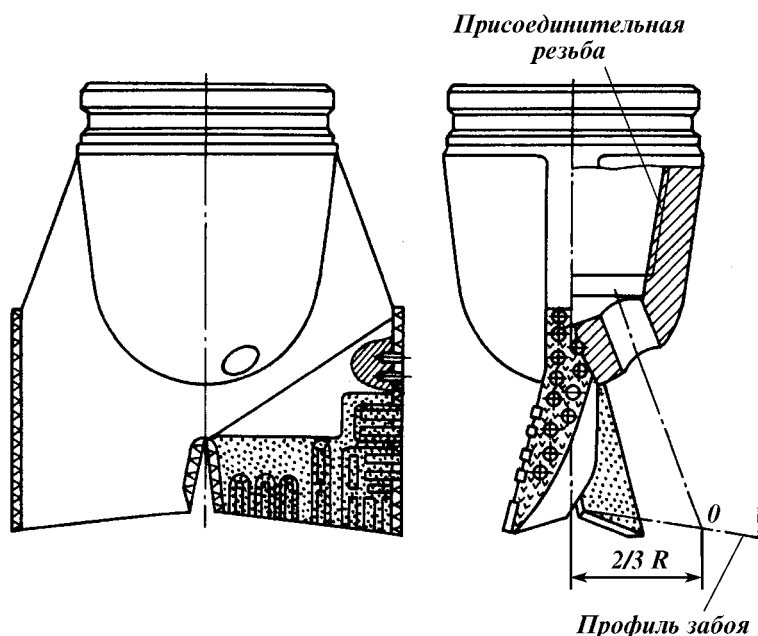


Рис. 2.2. Двухлопастное долото

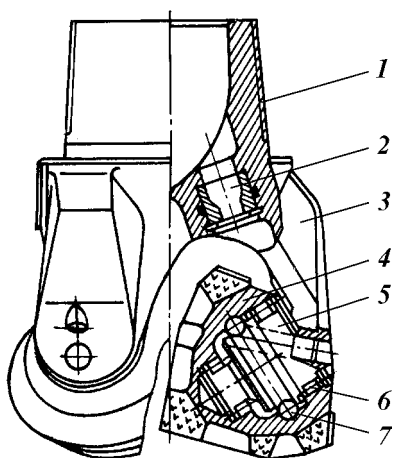


Рис. 2.3. Трехшарошечное долото:
a, б, в – соответственно для средних, твердых и крепких пород; *1* – соединительная резьба; *2* – промывочный узел; *3* – секция долота; *4* – шарошка; *5* – цапфа; *6* – роликовый подшипник; *7* – шариковый замковый подшипник

промывочного агента, направленного на забой скважины. Насадки делают очистку забоя от осколков породы более совершенной (мгновенной), а в мягких породах дополнительно разрушают забой.

Породоразрушающими элементами, у лопастных долот являются приваренные к корпусу два или три ножа, армированные твердосплавными включениями; у шарошечных долот – это одна, две, три или четыре шарошки, каждая из которых оснащена зубьями и может вращаться на собственном валу в подшипнике, перекатываясь по забою скважины и внедряясь в него зубьями; у алмазных долот – это полусферическая головка с фрезерованными выемками для циркуляции промывочного агента и выноса осколков породы с забоя скважины, оснащенная алмазными или корундовыми включениями в виде штырей с режущей кромкой или в виде малых сфер, вмонтированных в головку (шариков).

Работают долота следующим образом. Под действием осевой нагрузки, создаваемой силой тяжести части буровой колонны, породоразрушающие элементы (ножи у лопастных долот, зубья у шарошечных долот, штыри у алмазных долот) внедряются частично в горную породу на забое и за счет вращательного движения в горизонтальной плоскости скалывают частицы породы, которые мгновенно подхватываются постоянно циркулирующим промывочным агентом и транспортируются вверх на дневную поверхность по кольцевому пространству.

Механическая скорость проходки ствола скважины (интенсивность разрушения породы на забое) зависит как от типа используемого долота, так и от так называемых режимных параметров бурения, которые включа-

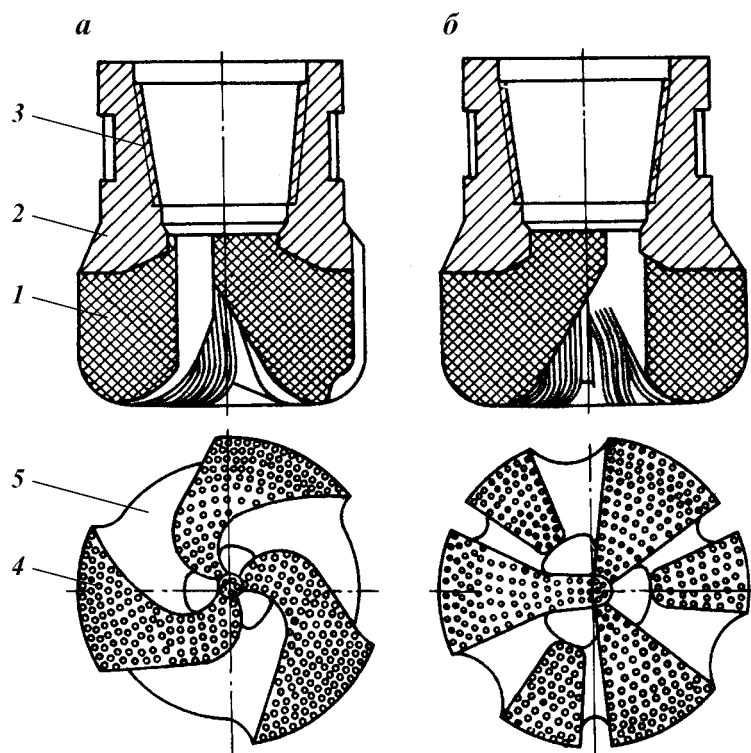


Рис. 2.4. Алмазное долото для бурения сплошным забоем:
a, б – разные конструкции рабочих элементов: 1 – алмазная несущая головка; 2 – корпус долота; 3 – замковая резьба; 4 – контактный сектор; 5 – выемка для циркуляции промывочного агента

ют осевую нагрузку на долото, скорость его вращения, интенсивность циркуляции промывочного агента (подача буровых насосов).

Основной объем бурения современных глубоких скважин осуществляют шарошечными долотами, так как они наиболее универсальны и могут использоваться в разнообразных геологических условиях.

Для проходки стволов скважин в породах с различными физико-механическими свойствами промышленность выпускает шарошечные долота различных типов, основные из которых:

«М» для разрушения мягких, нецементированных пород (глины, мягкие известняки, пески);

«МС» для разрушения мягких и средних по твердости небразивных пород (мел, каменная соль, глинистые сланцы);

«С» для разрушения пластичных и хрупкопластичных небразивных пород средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки);

«СТ» для разрушения хрупкопластичных пород средней твердости с пропластками твердых пород (песчаники, ангидриды, гипс);

«Т» для разрушения твердых пород (доломиты, твердые известняки);

«ТК» для разрушения твердых пород с крепкими пропластками (мелкокристаллические известняки и доломиты);

«К» для разрушения крепких пород (мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты).

Рис. 2.5. Схема колонкового долота:
 1 – бурильная головка; 2 – керн; 3 – грунтоноска; 4 – корпус колонкового набора; 5 – шаровой клапан

Кроме указанных основных типов долот выпускаются шарошечные долота промежуточных типов: МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, ОК.

Долота типа ОК используют для разрушения очень крепких пород (граниты, кварциты, диабазы).

Зубья (зубцы) шарошек изготовляют либо непосредственно на теле шарошки путем фрезерования или накаткой, либо отдельно из твердых сплавов с последующей запрессовкой в специальных гнездах шарошки. Шарошки долот типов М, МС, С, СТ и Т имеют фрезерованные или накатанные зубья, высота и расстояние между которыми уменьшаются, а угол при вершине увеличивается от долот типа М к долотам типа Т. Зубья на шарошках расположены обычно концентрическими венцами, число которых увеличивается от типа М до типа Т.

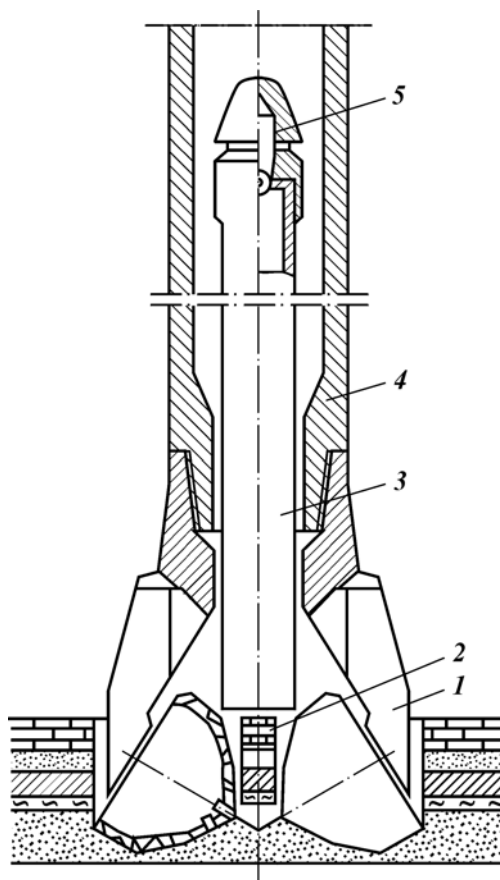
Шарошки долот типа ТК имеют на внутренних венцах фрезерованные или накатанные призматические зубья, а на периферийных сферические зубья из твердого сплава.

Шарошки долот типов К и ОК имеют на всех венцах сферические зубья из твердого сплава.

Шарошки типов МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ и ТКЗ предназначены для разрушения абразивных пород, поэтому оснащены запрессованными в них твердосплавными клиновидными зубьями. Число венцов и зубьев увеличивается от типа МЗ к типу ТКЗ.

В процессе бурения разведочных скважин для уточнения геологического разреза, изучения физических свойств горных пород и насыщающих их флюидов, зачастую в процессе проходки ствола скважины отбирают пробы горных пород (керны). Для этого породу на забое разрушают колонковым долотом, которое углубляет забой в виде кольцевой выработки, а остающийся цилиндрический целик породы поступает через центральное отверстие долота в специальную керноприемную трубу, оснащенную в нижней части кернорвателем. Пробував в заданном интервале ствол колонковым долотом, бурильную колонну с долотом и керноприемной трубой поднимают на дневную поверхность, при этом в момент «отрыва» долота от забоя кернорватель обрывает своими пружинами целик породы от забоя и удерживает его в керноприемной трубе до извлечения на поверхность.

Если отбор керна проводят в интервале, превышающем длину керно-



приемной трубы, а работоспособность одного колонкового долота достаточна для всего интервала отбора керна, то используют так называемую съемную грунтоноску, которую периодически, по мере ее заполнения керном, извлекают на поверхность при помощи специального ловителя, спускаемого в полость бурильной колонны на канате. Освобожденную от керна съемную грунтоноску опускают в скважину и устанавливают в колонковом долоте.

Для целей бурения скважин промышленностью выпускается до 25 типоразмеров шарошечных долот – диаметром от 46 до 490 мм.

Многообразие характеристик долот обеспечивает проводку скважины любого практически целесообразного диаметра в любых достижимых горных породах как осадочного, так и магматического происхождения.

2.6. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Основное назначение бурильной колонны обеспечить гидравлическую и механическую связь работающего на забое долота и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием. Одновременно бурильная колонна служит инструментом для доставки на глубину буровых и колонковых долот, различных исследовательских приборов и устройств, снарядов и аварийно-ликвидационных приспособлений.

Две главные функции выполняет бурильная колонна в процессе проходки ствола:

- вращает долото и одновременно передает на него осевую нагрузку;

- создает замкнутую циркуляцию агента через забой скважины, обеспечивая очистку ствола от выбуренной породы и привод погружных гидравлических двигателей.

Бурильная колонна включает следующие основные элементы сверху вниз: рабочую (ведущую) трубу (рис. 2.6), бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы (УБТ) (рис. 2.7).

Рабочая труба, обычно квадратного сечения, служит для передачи вращения от ротора к бурильной колонне. Она фиксируется в отверстии ротора квадратными клиньями, вкладышами, в связи с чем вращается совместно со столом ротора и одновременно может перемещаться в осевом направлении по мере углубления забоя скважины.

Соединяется рабочая труба при помощи нижнего переводника с верхней трубой бурильной колонны, а при помощи верхнего переводника – с вращающимся стволом вертлюга – устройством, связывающим нагнетательную линию бурового насоса, подающего промывочный агент, с вращающейся бурильной колонной.

Заводами выпускаются ведущие трубы со сторонами квадратного сечения 112, 140 и 155 мм, с диаметром внутреннего канала соответственно 74, 85 и 100 мм. Длина ведущей трубы 13–14 м, материал – сталь группы прочности Д и марки 36Г2С.

Бурильная колонна может компоноваться из труб следующих конструкций:

- с высаженными внутрь концами (рис. 2.8, а);

- с высаженными наружу концами (рис. 2.8, б);

- с приваренными соединительными концами (рис. 2.9);

Рис. 2.6. Рабочая ведущая бурильная труба:
 1 – верхний переводник; 2 – рабочая ведущая труба; 3 – нижний переводник

с блокирующим пояском; беззамковые раструбные. Трубы первых двух конструкций имеют наружную мелкую трубную резьбу и соединяются между собой при помощи бурильных замков или муфт (рис. 2.10). Трубы второй конструкции имеют по сравнению с трубами первой конструкции улучшенную гидравлическую характеристику, так как в них равнопроходной канал и, следовательно, минимальны местные гидравлические сопротивления потоку промывочного агента.

Бурильные трубы с приваренными соединительными концами имеют равнопроходной канал и соединяются друг с другом при помощи крупной замковой резьбы.

В бурильных трубах с блокирующим пояском вблизи резьбы по телу имеется проточка, на которую в горячем состоянии наворачивается часть замка с внутренней проточкой, в результате чего, после остывания, создается герметичный напряженный контакт между замком и трубой.

Промышленность выпускает бурильные трубы диаметром от 60 до 168 мм длиной 6; 8; 11,5–12,0 м из стали групп прочности С, Д, Е, К, Л, М.

Бурильные трубы многократно соединяются в бурильную колонну по мере проводки ствола скважины, так как необходимо периодически заменять износившееся долото на новое и выполнять другие работы в скважине, требующие спускоподъемных операций с бурильной колонной. Крупная замковая резьба со значительной конусностью позволяет быстро за несколько оборотов свинчивать и развинчивать трубы, при этом герметичность обеспечивается напряженным контактом торцевых поверхностей замков.

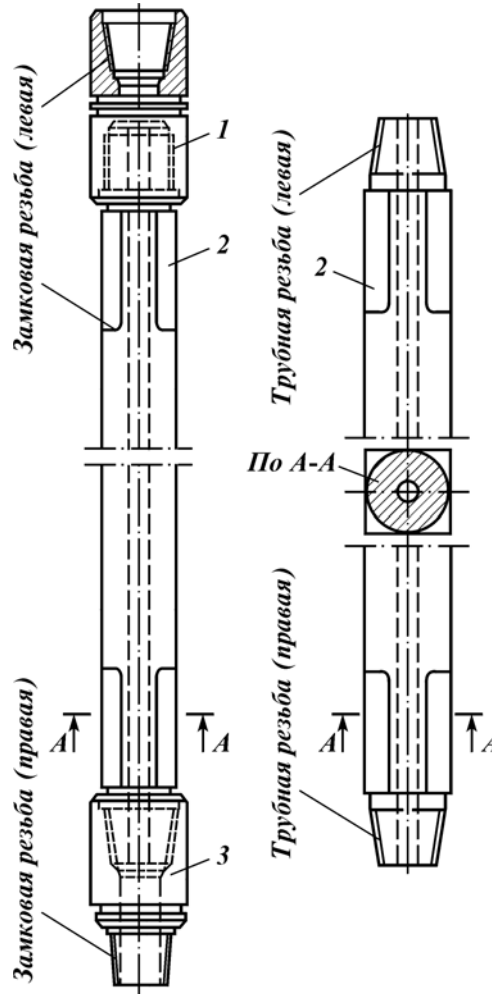
Для соединения бурильных труб используют замки трех типов:

ЗШ с диаметром канала, близкого к диаметру канала бурильных труб с высаженными внутрь концами;

ЗН с диаметром канала существенно меньшим диаметра канала труб;

ЗУ с увеличенным диаметром канала.

Замки первых двух типов используют для бурильных труб с высажен-



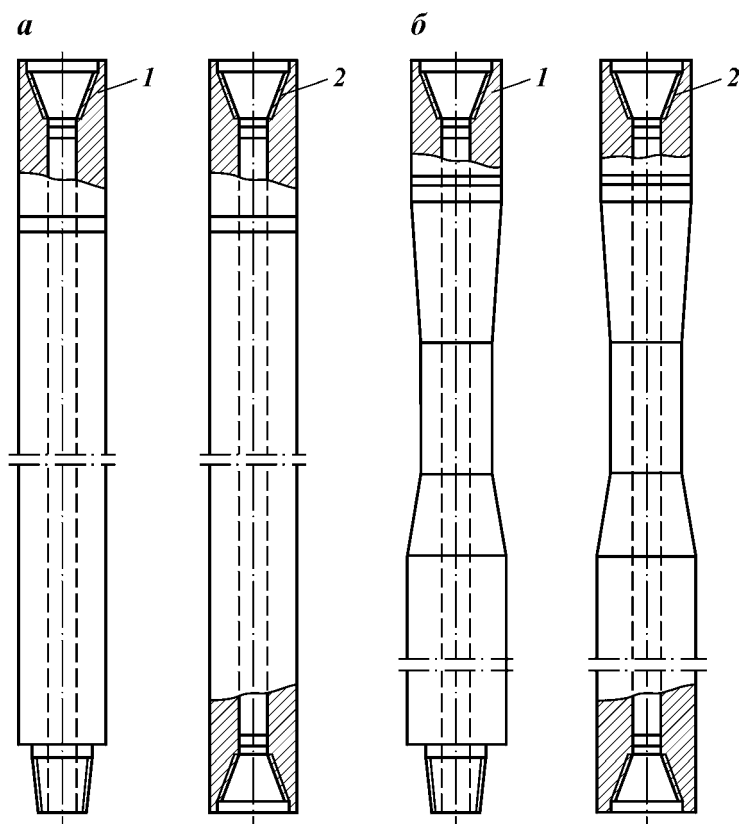


Рис. 2.7. Утяжеленные бурильные трубы:
a – с одинаковым диаметром;
б – с проточным телом; 1 – тело трубы; 2 – замковая резьба

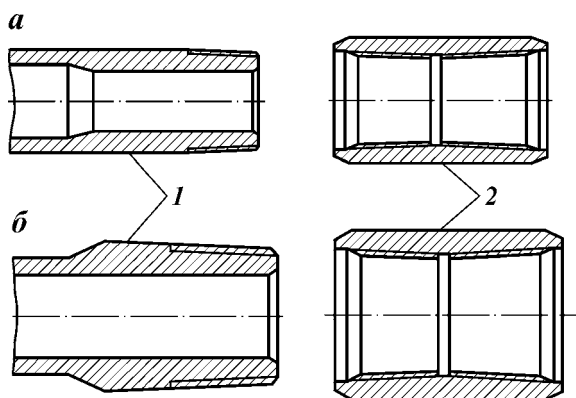


Рис. 2.8. Бурильные трубы:
a – с высаженными внутрь концами;
б – с высаженными наружу концами; 1 – труба; 2 – муфта

ными внутрь концами, а замки последнего типа – для труб с высаженными наружу концами. Замки типа ЗУ предпочтительны для турбинного бурения, так как не создают значительных местных гидравлических сопротивлений потоку промывочного агента.

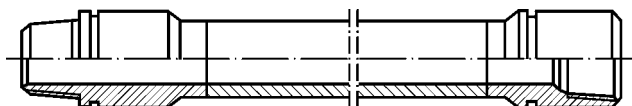
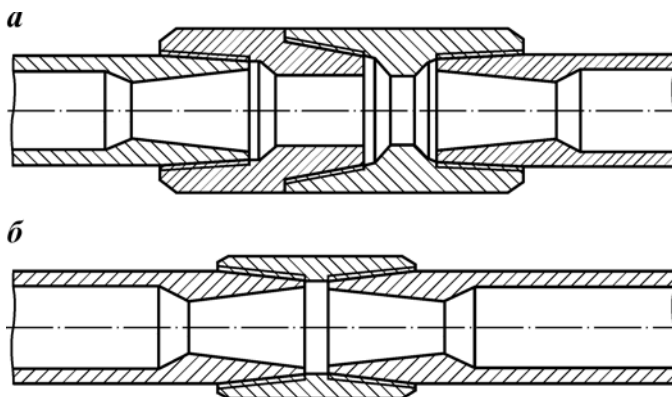


Рис. 2.9. Бурильная труба с приваренными соединительными концами

Рис. 2.10. Соединение бурильных труб с высаженными концами:
а – при помощи замков;
б – при помощи муфт



Для проводки стволов нефтегазовых скважин чаще всего используют бурильные трубы диаметром 114, 121, 146 и 168 мм. Их соединяют по две-три штуки в свечи, которые устанавливают вертикально внутри вышки на специальный подсвечник и тем самым значительно ускоряют и облегчают спускоподъемные операции.

При больших глубинах скважин нагрузки на вышку и талевую систему буровой установки во время спускоподъемных операций могут достигать недопустимых значений за счет силы тяжести бурильной колонны. В связи с этим вместо стальных труб в ряде случаев используют бурильные трубы из прочных алюминиевых сплавов, которые позволяют, при прочих равных условиях, снизить эти нагрузки по меньшей мере в 2 раза. Промышленность выпускает легкосплавные бурильные трубы с высаженными внутрь концами диаметром от 73 до 147 мм. На концах легкосплавных труб нарезана трубная резьба, а их соединение в виде бурильной колонны осуществляют навинчиваемыми на них стальными замками.

Важным элементом бурильной колонны являются утяжеленные бурильные трубы, одна из главных функций которых – создавать осевую нагрузку на долото, не допуская изгиба бурильной колонны. УБТ устанавливают непосредственно над долотом или погруженным двигателем. Трубы массивные за счет большой толщины стальной стенки (толщина стенок УБТ в несколько раз больше толщины стенок обычных бурильных труб).

Необходимым элементом в состав бурильной колонны входят различные переводники, предназначенные для соединения ведущей трубы с вертлюгом и бурильными трубами, бурильных труб с УБТ, УБТ с турбобуром или долотом.

Кроме того, бурильная колонна может оснащаться центраторами для предотвращения изгиба бурильной колонны и одностороннего примыкания ее к стенке ствола скважины, расширителями – долотами для увеличения диаметра ствола, кривыми переводниками и соапстоками для искривления ствола скважины в заданном направлении.

2.7. ПРИВОД ДОЛОТА

Углубление ствола скважины осуществляется посредством вращения долота при постоянно действующей на него осевой нагрузке.

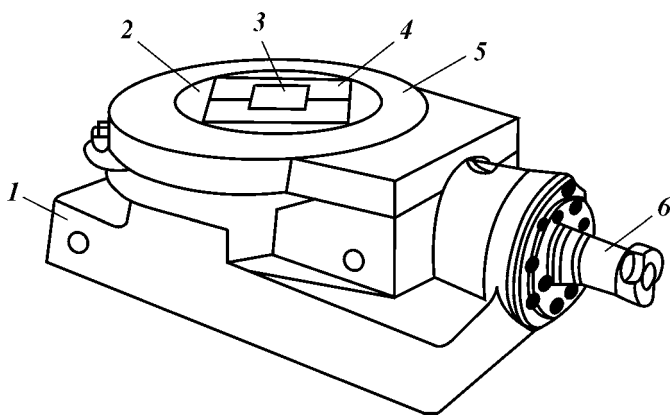


Рис. 2.11. Ротор

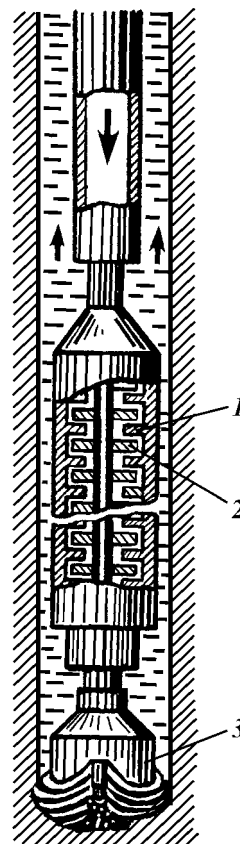


Рис. 2.12. Турбобур:
1 – статор; 2 – ротор; 3 – долото

Для вращения долота в одних случаях используют установленный на поверхности ротор, в других – погружной двигатель.

Ротор (рис. 2.11) является многофункциональным оборудованием буровой установки. Он не только передает вращение долоту через ведущую трубу и бурильную колонну, но и удерживает на весу бурильную колонну, если от нее отсоединена талевая система; является опорным столом при свинчивании и развинчивании бурильных труб во время спускоподъемных операций; служит стопорным устройством для долота, свинчиваемого с УБТ, или погружным двигателем; центрирует бурильную колонну в скважине и т.д.

Основными узлами ротора являются: станина 1, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол 2 с укрепленным зубчатым коническим венцом; вал 6, на внешнем конце которого установлено зубчатое колесо под цепную передачу, а на внутреннем – коническая шестерня, входящая в зацепление с коническим венцом; рифленый кожух 5, ограждающий вращающийся стол; вкладыши 4 для обхвата ведущей трубы, проходящей через отверстие 3.

Отверстие стола ротора без вкладышей обеспечивает прохождение через него в скважину любых технических устройств (долот, расширителей, центраторов, и т.д.). Смазка всех трущихся деталей ротора осуществляется маслом, залитым в корпус ротора.

Ротор работает следующим образом. Вращательное движение от силовых двигателей через трансмиссионную систему при включении роторной пневматической муфты передается посредством цепной передачи на вал ротора, а последний при помощи конической зубчатой передачи вращает стол ротора в горизонтальной плоскости, который, обхватывая квадратными вкладышами ведущую трубу, вращает ее и всю бурильную колонну с долотом.

Для выполнения спускоподъемных операций вместо вкладышей в отверстие стола ротора устанавливают пневматические клинья, на которые периодически при помощи зажимных сухарей с насечкой подвешивают бурильную колонну и отвинчивают от нее или навинчивают на нее находящуюся над ротором очередную бурильную свечу.

Турбобур (рис. 2.12) является погруженным гидравлическим двигателем, передающим вращение своего вала на долото непосредственно без промежуточных звеньев. Это обычно многоступенчатая турбина, каждая ступень которой состоит из статора, удерживаемого неподвижно корпусом турбобура, и ротора, укрепленного на валу турбобура. Поток промывочного агента, попадая на изогнутые лопатки ротора турбины, создает вращающий момент, под действием которого вращается вал турбобура. Переходя из ротора в статор, поток под действием изогнутых лопаток статора восстанавливает осевое направление струи и снова попадает на изогнутые лопатки следующего ротора. Одновременно работающие последовательно расположенные турбины позволяют суммировать их мощность и крутящий момент. Теоретические расчеты показывают, что для эффективной работы турбобура необходимо соединить последовательно примерно сто турбин. При этом достигается большая мощность и еще сохраняется достаточная для долота скорость вращения вала турбобура. Число ступеней (турбин) современных турбобуров изменяется от 25 до 350.

Основным фактором, управляющим параметрами работы турбобура, является количество прокачиваемого через него промывочного агента. Частота вращения вала, крутящий момент и мощность турбины прямо пропорциональны количеству прокачиваемой жидкости, соответственно, в первой, во второй и в третьей степени. Вращающий момент и мощность турбины также прямо пропорциональны плотности прокачиваемой жидкости, а частота вращения вала не зависит от этого фактора.

Очевидно, что вращающий момент вала тем больше, чем больше сопротивление его вращению со стороны долота (осевая нагрузка на долото). Но по мере увеличения осевой нагрузки уменьшается частота вращения вала турбобура. Поэтому зависимость между вращательным моментом на долоте и его частотой вращения при турбинном бурении обратно пропорциональная. Это обстоятельство сужает возможность оптимального сочетания режимных параметров бурения (нагрузки на долото, частоты его вращения, подачи промывочного агента к долоту).

2.8. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА АКВАТОРИЯХ

Организация бурения, подготовительные работы к бурению, оборудование устья и некоторые другие работы в море имеют свои особенности.

В настоящее время значительные объемы потребляемой в мире нефти добывают в море; по прогнозам, добываемая на морских нефтепромыслах нефть в ближайшие годы составит не менее 50 % объема мирового потребления. По оценке специалистов, велики перспективы добычи нефти и газа на шельфах СНГ, в акваториях Северного моря, США и других стран.

В настоящее время выполняются организационно-подготовительные работы нескольких видов, результатом которых является устройство места установки бурового оборудования:

возведение искусственных сооружений в виде дамб и эстакад, отделяющих часть акватории с последующей засыпкой (различными способами и материалами);

намыв и укрепление отдельных островов;

строительство эстакад с размещением на них целых поселков;

сооружение платформ погружного, полупогружного и других типов;

использование специальных судов с заякоренными устройствами;

намораживание на ледяных покровах толстого прочного слоя льда и др.

На искусственных островах или основаниях монтируется буровое оборудование для бурения скважин разной глубины и различного назначения. С учетом значительной стоимости сооружения искусственных сооружений ведется кустовое бурение. Тип основания определяется глубиной моря и характером ее изменения, метеорологическими условиями, глубиной залегания продуктивного объекта и др. Основными особенностями при бурении морских скважин являются метеорологические условия (особенно в северных морях) и глубина моря.

СНГ является пионером морской нефтегазодобычи. Уже в 40-х годах прошлого века на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусственных насыпных островов. Сегодня на Каспии построен целый город. Протяженность эстакад достигла 350 км, а число отдельно стоящих в море стационарных платформ – более 250.

Морское бурение в районе о. Артема (Азербайджан) стало возможным после осуществления по методу Н.С. Тимофеева работ по установке и цементированию трубчатых металлических свай. Метод состоял в том, чтобы забурить шурфы глубиной несколько метров, вставить в них металлические трубы и далее закачать цементный раствор в трубы и поднять его в затрубное пространство шурфа. Н.С. Тимофеевым было предложено бурение наклонных скважин с оснований.

Позже Б.А. Рагинский предложил крупноблочную систему свайного основания, заготовительные и сварочные работы для которой проводились на суше; в море велся только монтаж конструкций. Эти конструкции в свое время получили распространение в Азербайджане и Дагестане.

С 1978 г. введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине воды 110–120 м.

Позже вместо стационарных платформ практически на всех акваториях используются плавучие буровые установки («Сиваш», «Оха», «Хакури», «Шельф», «Каспморенефть» и т.д.). На Баренцевом море с 1981 г. началось разведочное бурение с буровых судов. Первыми такого рода судами были «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко» и «Михаил Мирчинк».

В мировой практике производства буровых работ в море определены направления по созданию плавучих буровых средств (ПБС), в которых учитываются такие факторы, как глубину моря, состояние грунта, ледовую обстановку, цель бурения и т.д.

В настоящее время ПБС классифицируют по способу их установки над скважиной в процессе бурения, выделяя две основные группы (классы): опирающиеся при бурении на морское дно и проводящие бурение в плавучем состоянии.

К первой группе относят плавучие буровые установки (ПБУ) самоподъемного и погружного типов (СПБУ), а ко второй – полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30–120 м. СПБУ самоподъемного типа имеют большой запас плавучести, буксируются совместно с оборудованием, инструментом и материалами к точке бурения. При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт, корпус поднимается по опорам и фиксируется на расчетной высоте над уровнем моря. СПБУ погружного типа применяют в основном на мелководье. В результате заполнения водой нижних корпусов установки они погружаются на дно моря. Рабочая платформа находится над поверхностью воды.

ППБУ в основном применяют для бурения поисковых и разведочных скважин в акваториях при глубинах моря от 100 до 300 м и более.

Таблица 2.1

Краткая техническая характеристика ПБУ

Показатель	Буровые суда типа «1-НС»: «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко»	ПБУ типа «Шельф»: «Шельф-4», «Шельф-8»	СПБУ типа «Кольская»
Тип судна (установки)	Дизель-электроход	Полупогружная самоходная	Самоподъемная несамоходная
Глубина моря, м	60–300	90–200	20–100
Максимальная глубина бурения, м	6500	6000	6500
Автономность эксплуатации, сут	100	30	30
Буровая вышка:			
тип	ВБП53-320	ВБП53-320	ВБП54-320
грузоподъемность при оснастке 6×7, т	320	320	320
высота полезная (от пола буровой до низа подкранблочной балки), м	53	53	54
высота общая, м	57,2	57,2	58,5
масса, т	180,5	180,5	134,1
Лебедка:			
тип	«Ойлуэлл Е-3000»	ЛБУ-2000П	«Ойлуэлл Е-3000»
номинальная грузоподъемность, т	600	320	600
натяжение подвижного конца талевого каната при номинальной грузоподъемности, кН	414	341	414
диаметр талевого каната, мм	38	35	38
диаметр барабана, мм	893	835	893
длина барабана, мм	1575	1445	1575
число скоростей	4	4	4
средняя частота вращения подъемного вала лебедки, об/мин	I-58; II-108; III-191; IV-351	I-83; II-97; III-133; IV-264	I-58; II-108; II-191; IV-351
Система расстановки инструмента	АСП	КМСП	АСП
Длина бурильных свечей, м	27	27	27

БС имеют высокую маневренность и скорость перемещения и поэтому применяются для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря 1500 м и более.

Основные состояния ПБС зависят от класса и назначения: перегона на новую точку, установки на точке работ, бурения и снятия с оконченной бурением скважины.

Перегон СПБУ бывает двух видов: короткий (переход) с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительный – буксировка на дальние расстояния за пределы разведенного района.

ППБУ перегоняют и буксируют с ограничением по погодным условиям. По окончании транспортировки ППБУ наводят на точку бурения и в соответствии со схемой развозят якоря и якорные цепи.

Основные технические характеристики некоторых ПБУ приведены в табл. 2.1.

Функции бурения в условиях моря и суши эквивалентны. Однако имеется ряд отличий, которые связаны с конструкцией верхней (подводной) части скважин, забуриванием из стволов, оборудованием устья противо-выбросовыми устройствами, консервацией скважины и др.

2.9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

До бурения скважины обосновывают и выбирают ее конструкцию. В понятие конструкции входит концентрическое расположение спущенных в скважину обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины спуска, высоты подъема закачанного за ними в скважину цементного раствора, диаметра долот, которыми бурят под каждую колонну.

Конструкция скважины – это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономическое строительство герметичного пространственно-устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения, – изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеводоносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

На рис. 2.13, а представлен профиль ствола скважины, а на рис. 2.13, б графически изображена рабочая схема ее конструкции, на которой вверху над каждым рядом обсадных колонн пишется диаметр (в мм), а внизу – глубина (в м) установки, интервал подъема цементного раствора обозначается штриховкой, выше которой отмечается высота его подъема; иногда приводится номер долота.

Каждая колонна, спускаемая в скважину, имеет свое назначение и название. Первая, самая короткая, называется направлением, она устанавливается до начала бурения и предохраняет устье скважин от размыва грунта циркулирующим буровым раствором. Вторая колонна, служащая для перекрытия неустойчивых верхних пород и водоносных горизонтов, называется кондуктором. Низ кондуктора, как и низ всех спускаемых после него колонн, заканчивается короткой утолщенной трубой, называемой башмаком.

Рис. 2.13. Конструкция скважины

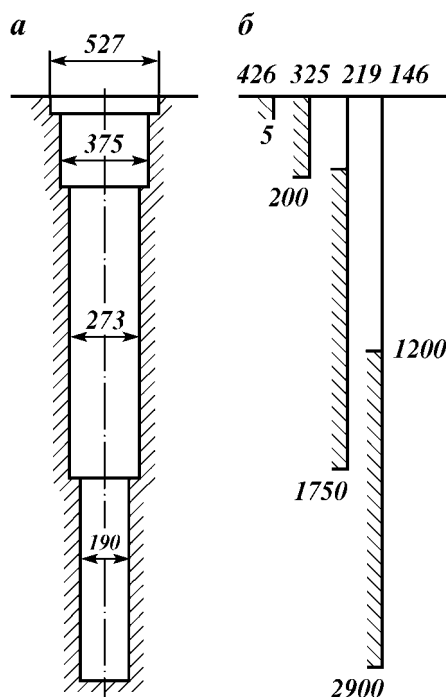
При бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород направление и кондуктор выбирают с учетом предупреждения растепления пород. Для предупреждения или устранения осложнений, возникающих или возможных при бурении, спускают промежуточные колонны. Их может быть несколько. Последняя колонна, предназначенная для эксплуатации продуктивного горизонта, называется эксплуатационной. При подсчете числа колонн, спущенных в скважину, направление и кондуктор не учитываются.

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется хвостовиком (потайной колонной). Хвостовики часто применяют при креплении глубоких скважин.

Иногда обсадные колонны спускают частями – секциями. Процесс спуска обсадной колонны в таком случае называется секционным, а колонна – секционной.

При бурении глубоких скважин в сложных геологических условиях применяют многоколонные конструкции. Нередко выход долота из-под промежуточных колонн достигает 1500 м и более. В этих условиях в обсаженной скважине проводят большой объем буровых работ; значительно изнашиваются обсадные и бурильные трубы, уменьшается срок их службы. Для уменьшения износа применяют протекторные кольца. Протектор состоит из двух взаимозаменяемых резиновых оболочек, армированных металлическим каркасом, соединенных друг с другом при помощи клиновых соединительных штырей. Металлический каркас по поверхности обмазывается специальным клеем при обрешивании. Конструкция протектора обеспечивает его самозаклинивание на бурильной трубе. Протекторы легко устанавливаются на бурильной трубе как над ротором во время спуско-подъемных операций, так и на мостках буровой.

Для цементирования нефтяных и газовых скважин с целью разобщения пластов используют цементный раствор – смесь вяжущих материалов (цементов), затворенных определенным количеством воды, часто с добавками химических реагентов. В связи с тем, что появились растворы, твердая фаза которых представлена не только портландцементом (а иногда и не включает последнего), более правильно называть их тампонажными растворами. Тампонажным раствором можно дать более общую формулировку: это раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими добавками (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса.



Тампонажным цементом называется продукт, состоящий из одного или нескольких вяжущих (портландцемента, шлака, извести, органических материалов и т.д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины, шлака или др.) или органических (хлопковых очесов, отходов целлюлозного производства и пр.) добавок, позволяющих после затворения водой или иной жидкостью получить раствор, а затем камень обусловленного качества.

Успех цементировочных работ определяется техникой и технологией проведения процессов цементирования, качеством подготовительных работ, тампонажного материала и полнотой замещения бурового раствора тампонажным.

3 **МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА** ГЛАВА **ГОРНЫХ ПОРОД**

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Горными породами называются плотные или рыхлые агрегаты, слагающие земную кору. Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков различных минералов, а также вещества, связывающего (цементирующего) эти частицы, и пор (пустот). Во многих породах в порах содержится вода, которая оказывает влияние на взаимосвязь минеральных частиц.

Основными породообразующими минералами являются: группа кварцевых (кварц, кремень, халцедон и др.), силикаты (полевые шпаты, слюда, амфиболы, пироксены и др.), карбонаты (кальцит, доломит), гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит и др.) и водорастворимые (гипс, галит и др.).

Горные породы по происхождению делятся на магматические, осадочные и метаморфические.

Магматические горные породы образуются в результате охлаждения и затвердения магмы. В зависимости от места ее затвердения они делятся на интрузивные, или глубинные, и эффузивные, или излившиеся (изверженные, вулканические). К первым относятся гранит, сиенит, диорит, габбро; ко вторым – диабаз, андезит, базальт и др.

Осадочные горные породы образуются в результате постепенного осадконакопления. К ним относятся песчаники, сланцы, известняки, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. При бурении нефтяных и газовых скважин наиболее часты породы, состоящие из следующих минералов: глинистых (каолинита, монтмориллонита и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита), карбонатных (кальцита, доломита), оксидных (кварца и др.). Глинистые минералы – водные алюмосиликаты – характеризуются наличием частиц исключительно малого размера и чешуйчатым строением. Реже встречаются брекчии, галечники, кремни, каменная соль и др.

Метаморфические горные породы образуются в результате изменения

внутреннего строения, химического состава и физических свойств пород под влиянием высоких температуры и давления (кварциты, мраморы, слюдяные сланцы и др.).

По строению горные породы подразделяются на кристаллические, аморфные и обломочные.

Кристаллическими бывают магматические и осадочные породы. Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения из водных растворов или в результате химических реакций, происходящих в земной коре. К ним относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доломиты и органогенные породы, являющиеся продуктами жизнедеятельности организмов.

Горные породы аморфного строения встречаются реже. К ним относятся естественные стекла – обсиданы, имеющие тонкокристаллическое или неполнокристаллическое строение, например, кремни.

Важную группу составляют обломочные породы, которые образуются в результате выветривания, переноса под действием воды или ветра и дальнейшего их разрушения.

Горные породы могут быть однородными, неоднородными, изотропными и анизотропными. Горные породы неоднородны по минералогическому составу. В большинстве случаев они полиминеральны. Они неоднородны по механическому составу зерен в массе породы, их взаимному расположению, пористости, проницаемости, прочности, по степени уплотненности, трещиноватости и т.д.

Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях, анизотропные – неодинаковыми свойствами в разных направлениях. Анизотропия горных пород обуславливается главным образом их слоистостью. Упругие свойства и прочность горных пород резко различаются в зависимости от направления действия сил по отношению к плоскости напластования.

В механике горные породы по характеру связей между частицами подразделяются на три основные группы: скальные (прочные), силы взаимодействия между частицами которых, главным образом, электрические; нескальные (глинистые породы, грунты) с взаимодействием коллоидальных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков; сыпучие (раздельнозернистые).

У прочных пород минеральные частицы связаны цементирующими веществами: кремнистыми (кварцевыми, халцедоновыми), железистыми, известковистыми, глинистыми, мергелистыми, гипсовыми и др. Наиболее прочные породы с кремнистой и железистой цементацией, наименее прочные – с глинистой и гипсовой. В первом случае имеем кварциты и кремнистые песчаники.

Сыпучие горные породы представляют собой скопления не связанных друг с другом минеральных частиц (зерен, обломков). Главные минеральные компоненты песков – кварц, полевые шпаты и обломки различных пород и минералов.

Горные породы неоднородны по минералогическому составу, распределению зерен в массе породы, пористости и проницаемости, степени уплотненности и трещиноватости. Такая неоднородность играет весьма важную роль в процессах разрушения горной породы, их эффективности, так как неоднородность имеет большое значение при оценке прочностных свойств породы.

3.2. МЕХАНИЧЕСКИЕ И АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности относится к механическим свойствам.

Способность горных пород изменять без разрушения форму и размеры в результате направленного на них силового воздействия называется деформируемостью.

Прочность горных пород – это способность их в определенных условиях воспринимать силовые воздействия без разрушения.

Реальная (техническая) прочность отличается от теоретической, под которой понимается прочность связи между элементарными частицами, слагающими идеальную кристаллическую решетку. Например, одностороннее растяжение ионного кристалла (по Г.С. Жданову) составляет 3000 МПа. Для реальных тел отношения теоретической прочности к технической достигают больших значений: для железа 4500, цинка 2000, хлористого натрия 600, кварца 90.

Твердость пород – это их способность сопротивляться внедрению в них постороннего тела.

Горные породы могут деформироваться в пределах упругости и претерпевать пластические (остаточные) деформации.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий называется упругостью.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействий называется пластичностью.

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругой и пластической деформацией, так как не являются идеально упругими или идеально пластическими телами.

Минералы в большинстве случаев деформируются как упругохрупкие тела; их разрушение характеризуется моментом, когда напряжения достигают предела упругости; деформации следуют закону Гука. Повышение температуры и всестороннего давления может привести к тому, что минералы будут деформироваться как упругопластичные тела.

Горные породы деформируются, не следуя закону Гука; вследствие их дисперсного строения связь между напряжением и деформацией носит сложный характер.

Упругое поведение тела, в том числе горных пород, может быть охарактеризовано модулем Юнга (упругости) E , коэффициентом Пуассона μ и модулем сдвига G . Иногда необходимо знать модуль объемного сжатия k . Указанные константы изотропного тела взаимно связаны:

$$E = 2G(1 + \mu); \tag{3.1}$$

$$E = 3k(1 - \mu).$$

Для горных пород, которые относятся к анизотропным телам, константы E и μ должны быть заданы в виде кривых в зависимости от выбранного направления.

Модуль упругости определяется рядом факторов. Различают модуль упругости E , возникающий при однократном нагружении; модуль упругости E_n , получаемый в результате исключения остаточных деформаций методом многократной нагрузки и разгрузки; динамический модуль упругости E_d , вычисляемый по скорости распространения упругих волн. Они различны: $E < E_n < E_d$.

Модуль упругости, полученный при испытании образцов горных пород для различных видов деформации при растяжении E_p , изгибе E_n и сжатии $E_{сж}$, неодинаков: $E_p < E_n < E_{сж}$. Количественное соотношение примерно следующее: $E_n/E_p = 1,1 \div 3$; $E_n/E_{сж} = 0,25 \div 0,35$.

Породы одного и того же минералогического состава, но разной степени уплотненности имеют разные модули упругости. Если породы находятся под все увеличивающимся напряжением, то они имеют повышенные значения E .

Модуль упругости горных пород по мере увеличения глубины их залегания возрастает. Наибольшее влияние на модуль упругости оказывают минералогический состав, структура, текстура, условия залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства и др.

Повышение песчаности приводит к увеличению E породы. Его значения определяются в основном модулем упругости основного породообразующего минерала, но $E_{сж.п} < E_{сж.м}$.

Модули упругости при сжатии некоторых минералов имеют следующие значения:

Минерал.....	Кварц	Кальцит	Гипс	Галит
$E_{сж.м} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	7,9–10	5,8–9,0	1,2–1,5	2,4–2,6

По мере увеличения карбонатности осадочных горных пород модуль упругости возрастает. При прочих равных условиях мелкозернистые породы имеют более высокий модуль Юнга, чем крупнозернистые.

Для горных пород значения $E_{сж.п}$ следующие:

Порода.....	Глинистый сланец	Известняк	Доломит	Мрамор	Песчаник	Кварцит
$E_{сж.п} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	1,5–2,5	1,3–2,5	2,1–16,5	3,9–9,2	3,3–7,8	7,5–10,0

Модуль упругости у горных пород с равномерно распределенной пористостью закономерно понижается с повышением пористости. Породы одинаковой пористости, но разного минералогического состава (кварциты, граниты, мраморы) в пределах удельных нагрузок 10–100 МПа имеют примерно одинаковое значение E .

По Л.А. Шрейнеру, для целей бурения модуль упругости можно определить по формуле

$$E_{ш} = \frac{p(1 - \mu^2)}{2d_{ш} \xi_{уп}}$$

где $E_{ш}$ – модуль упругости породы при вдавливании цилиндрического штампа, Па; p – нагрузка на штамп, соответствующая деформации, Н; μ – коэффициент Пуассона; $d_{ш}$ – диаметр штампа, м; $\xi_{уп}$ – упругая деформация, м.

Модуль упругости $E_{ш}$, кроме того, зависит от пористости пород, минералогического состава, направления действия деформирующих сил по отношению к слоистости породы и т.д.

Если $E_{||}$ – модуль упругости параллельно, а E_{\perp} – модуль упругости перпендикулярно к напластованию, то $E_{||}/E_{\perp}$ для глинистых пород доходит до 2, для песчаников – до 1,2, для алевролитов – до 1,4. Это отношение характеризует степень упругой анизотропии горной породы.

С увеличением влажности горных пород модуль упругости существенно снижается. По Л.А. Шрейнеру, горные породы в зависимости от модуля упругости подразделяются на восемь категорий.

Коэффициент Пуассона μ для горных пород – величина, изменяющаяся в пределах 0,10–0,45. Значения μ для горных пород следующие:

Порода.....	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	
μ	0,38–0,45	0,25–0,35	0,10–0,20	
Порода.....	Известняки	Песчаники	Каменная соль	Гранит
μ	0,28–0,33	0,30–0,35	0,44	0,26–0,2

Коэффициент Пуассона уменьшается с увеличением деформирующей нагрузки: для известняка изменение нагрузки в пределах от 10 до 500 Н приводит к уменьшению μ от 0,33 до 0,28.

Направление приложения нагрузки, параллельное и перпендикулярное к напластованию, показывает, что $\mu_{||} > \mu_{\perp}$.

Л.А. Шрейнер и другие показали, что коэффициент Пуассона зависит от метода испытаний: при динамических испытаниях он меньше, чем при статических, и в некоторых случаях во много раз: для доломитов и известняков, например, в 1,7–2,1 раза.

Изучение процессов разрушения горных пород и исследование устойчивости горной выработки часто требуют знания их сжимаемости. Она характеризуется коэффициентом объемного сжатия

$$\beta = \frac{1}{V_0} \frac{dV}{dp},$$

где V_0 – объем при нормальных значениях давления и температуры; dV – уменьшение объема при увеличении давления на dp .

Горные породы под действием всестороннего давления уменьшают свой объем следующим образом: для большинства горных пород $\beta = 10^{-6} \div 10^{-7}$, т.е. объем горных пород при увеличении давления на 0,1 МПа уменьшается на несколько миллионов или даже десятимиллионных долей их первоначального объема. С увеличением давления коэффициент объемного сжатия горных пород уменьшается. Например, для известняка значение β при небольших давлениях высокое $(2,3 \div 2,7) \cdot 10^{-6}$, а при давлениях выше 200 МПа оно достигает $1,39 \cdot 10^{-6}$, т.е. значений β для кальцита, остающегося несжимаемым вплоть до давления 1000 МПа.

Горные породы принято делить на хрупкие и пластичные при обычных условиях. Изменение условий испытания перемещает границу между хрупкостью в ту или иную сторону. По В.С. Федорову, хрупкость, а значит, и пластичность, следует рассматривать как состояние тела, а отнюдь не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и к веществу, связывающему зерна, температура и время действия сил и их значения. При определенных сочетаниях этих факторов горные породы могут вести себя как хрупкие или как пластичные тела. Л.А. Шрейнер с сотрудниками на основании экспериментов при вдавлении штампа в образцы горных пород классифицировал их на упругохрупкие,

упругопластичные и не дающие общего хрупкого разрушения. При этом были установлены и характерные кривые деформации.

При построении и анализе диаграмм (рис. 3.1) деформации в координатах $p - \xi$ (соответственно нагрузка в ньютонах и деформация в микрометрах) тангенсы углов наклона прямых $AB(\alpha)$ и $BC(\alpha_1)$ характеризуют упругость породы при пластическом деформировании: точка A пересечения прямых OA (в упругой области) и AB (в пластической области) дает значение нагрузки p_0 , по которой можно судить о пределе текучести.

Л.А. Шрейнер с сотрудниками под мерой пластичности понимают некоторый коэффициент $k_{\text{п}}$, получаемый как отношение общей работы, затраченной до разрушения (площадь $OABCD$), к работе упругих деформаций (площадь OEL). Точка C соответствует значению нагрузки p , при которой наступает общее разрушение образца горной породы под штампом.

Для упругохрупких пород $k_{\text{п}}$ принимается равным единице. Породы осадочной толщи к этой категории практически не относятся. Для этих пород $k_{\text{п}}$ удовлетворяется неравенством $1 < k_{\text{п}} < 6$. К ним относятся известняки, доломиты, песчаники и другие породы.

Породы, для которых $k_{\text{п}} > 6$, относят к классу пород, «не дающих общего хрупкого разрушения». К ним относятся глинистые сланцы; $k_{\text{п}}$, равный практически бесконечности, характеризует глины.

Пластические свойства горных пород существенно изменяются с изменением их минералогического состава и пористости. Например, при постоянной пористости $k_{\text{п}}$ горной породы увеличивается по мере уменьшения ее карбонатности или глинистости. Породы с постоянной карбонатностью показывают увеличение $k_{\text{п}}$ с ростом пористости.

Прочность – одно из основных свойств горных пород. Ее можно определить как сопротивление тел механическому разрушению. Характер деформации играет существенную роль. Наиболее часто используются данные по пределам прочности при разрыве R_p (растяжение), изгибе $R_{\text{и}}$, сжатии $R_{\text{сж}}$, скалывании τ_s (сдвиге, срезе).

Понятие о твердости менее определено, и применительно к внедрению долота, условно состоящего из своеобразных клиньев (штампов), может быть сформулировано как сопротивляемость горной породы внедрению в нее штампа. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела. Между показателями прочности и твердости существует корреляционная связь. Прочность горных пород зависит от ряда факторов, главные из которых – минералогический состав, размер и форма зерен кристаллов

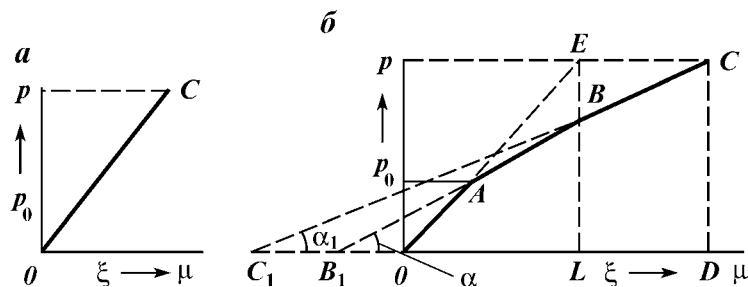


Рис. 3.1. Диаграммы деформации при вдавливании штампа, построенные в координатах p и ξ : a – в упругохрупкую породу; b – в упругопластичную породу

породы, структура, текстура, тип цемента, количественное соотношение между цементом и материалом породы, пористость и слоистость, уплотненность, перемятость, водонасыщенность и др. Значительное влияние на прочность оказывают вид деформации, масштабный фактор, скорость приложения нагрузки и др.

Рассмотрим некоторые из них.

Прочность материалов определяется силами сцепления и внутреннего трения. Между прочностью горных пород и их сцеплением существует прямая связь. Интенсивность сцепления C можно определить через предел прочности при сжатии $R_{сж}$ и угол внутреннего трения φ :

$$C = \frac{R_{сж}(1 - \sin \varphi)}{2 \sin \varphi}$$

или через предел прочности на разрыв R_p :

$$C = \frac{R_p(1 + \sin \varphi)}{2 \sin \varphi}.$$

Интенсивность сцепления численно почти равна пределу прочности при разрыве: $C \approx R_p$.

По сечению образца горной породы прочность не везде одинакова: ее значения максимальны при разрушении зерна породы, меньше в местах связи зерен и равны нулю в порах, трещинах.

Интенсивность сцепления часто определяется из условия разрушения на сдвиг, что обусловлено силами сцепления и силами трения. В общем случае сдвиг происходит не по плоскости, а по некоторой зоне толщиной, превышающей размер частиц породы. Силу внутреннего трения f принято оценивать коэффициентом или углом внутреннего трения, $\operatorname{tg} \varphi = f$; $\varphi = 2\gamma_0 - 90^\circ$, где γ_0 – определяемый экспериментальным путем угол некоторой площадки s в образце породы к горизонту, на которой при приложении нагрузки устанавливается равновесие сил (рис. 3.2).

Главные породообразующие минералы обладают различной прочностью: наивысшая прочность, достигающая 500 МПа, у кварца. При прочих равных условиях во всех осадочных горных породах с увеличением количества растворенного кварца прочность возрастает. Прочность кварцитов и кремния достигает 300–500 МПа, у карбонатных пород она меньше. Так, прочность основных породоразрушающих минералов кальцита и доломита составляет соответственно 160 и 200 МПа. Прочность обломочных цементированных пород определяется минеральным составом цементирующего вещества. Наиболее слабые места этих конгломератов находятся на поверхностях контакта обломочного и цементирующего материалов.

По В.С. Федорову, прочность на разрыв горных пород выше, если зерна, ее составляющие, меньше. Прочность на скалывание слабо зависит от размера зерен. Разнозернистые горные породы характеризуются повышенной прочностью по сравнению с теми, у которых размеры зерен примерно одинаковые.

Как правило, горные породы, имеющие «цемент» соприкосновения, менее прочны, чем породы, имеющие базальный цемент и цемент пор. При прочности цементирующего вещества ниже прочности классических зерен породы с базальным цементом оказываются более прочными, чем породы с цементом пор.

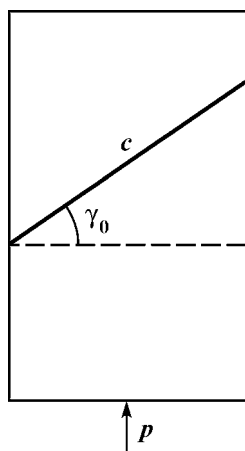


Рис. 3.2. Схема разрушения образца породы под действием сжимающих усилий

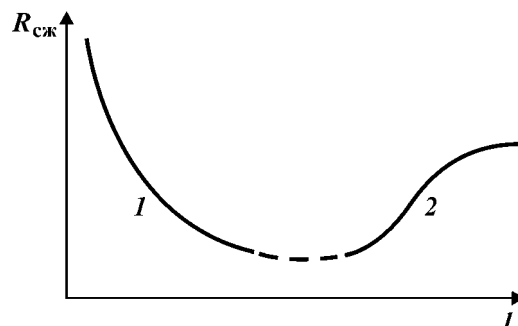


Рис. 3.3. Влияние линейных размеров l (масштабный фактор) на прочность минералов и горных пород при одноосном сжатии $R_{сж}$:
 l – зона зерен минералов; 2 – зона крупных образцов (кубики)

Прочность пород при сжатии с низкой пористостью (0,5–2,0 %) существенно зависит от формы и характера взаимного расположения зерен. Так, у сланцев она при этом изменяется от 70 до 250 МПа.

Увлажнение горных пород приводит к снижению их прочности: для глинистых пород падение прочности весьма резкое; скальные породы снижают прочность значительно меньше до 20–30 %. Увлажнение до 16–18 % повышает, а водонасыщение резко снижает прочность песков. Насыщение пород нефтью понижает их прочность.

Прочность при сжатии горных пород возрастает с увеличением уплотнения по линейному закону. В.С. Федоров считает, что прочность пород увеличивается от свода к крыльям с ростом глубины залегания.

Существенное влияние на прочность горных пород оказывает вид деформации. При прочих равных условиях пределы прочности при растяжении R_p , скалывании R_c , изгибе $R_{и}$ и одноосном сжатии $R_{сж}$ располагаются в следующем порядке: $R_p < R_c < R_{и} < R_{сж}$.

Ориентировочно их соотношения для разных пород выражаются значениями

$$\frac{R_p}{R_{сж}} = \frac{1}{20} \div \frac{1}{35}; \quad \frac{R_c}{R_{сж}} = \frac{1}{6} \div \frac{1}{13}; \quad \frac{R_{и}}{R_{сж}} = \frac{1}{10} \div \frac{1}{3}.$$

При испытании образцов горных пород четко проявляется закономерность: при увеличении линейных размеров кубиков от 2 до 10 см наблюдается резкое увеличение предела прочности на сжатие. У образцов размером от 10 до 20 см он возрастает, но менее выражено, приближаясь к некоторому значению. Прочность зерен закономерно уменьшается с увеличением размера зерен. В.С. Федоров построил характерную кривую, дающую наглядное представление о влиянии линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и образцов горных пород (кубиков) при одноосном сжатии (рис. 3.3).

Результаты испытаний горных пород на одноосное сжатие существенно зависят от скорости приложения разрушающих усилий. Так, при изменении скорости нарастания напряжения от 1,9 до 4,0 МПа/с прочность испытуемых пород возрастала от 154,4 до 174,5 МПа. По В.С. Федорову, при «мгновенном» действии разрушающих сил прочность известняков, песчаников, глинистых сланцев увеличивается на 10–15 % по сравнению с замедленным приложением сил. Аналогичная закономерность прослеживается и в случае испытания других горных пород. Скоростной эффект большое влияние оказывает на пластичные породы, меньшее – на хрупкие.

Горные породы разрушаются и при нагрузках, меньше критических, но действующих в течение продолжительного времени. Временная прочность пород зависит от наличия или отсутствия дефектов в образцах.

Твердость горных пород является одним из свойств, представляющих интерес с позиции механики разрушения. Существует несколько способов определения твердости горных пород. Наиболее известный – по шкале Мооса. Твердость породы определяется направлением (оставлением риски) с помощью указанных минералов. Номер минерала, который первым наносит риску на испытуемом материале, определяет его цифровую характеристику.

Другой возможный метод определения твердости горных пород – динамический метод Шора. Л.А. Шрейнер установил зависимость между твердостью минералов шкалы Мооса, измеряемой прибором Кнупа, и коэффициентом отскока на приборе Шора.

В последние годы получил распространение метод определения твердости горных пород, разработанный Л.А. Шрейнером и его сотрудниками. Сущность метода заключается во вдавливании в плоскую, хорошо отшлифованную поверхность испытуемого тела пуансона (штампа), имеющего плоское основание и известный диаметр, с замером нагрузок, деформации до разрушения, параметров зоны разрушения, а также в вычислении показателей механических свойств.

Деформацию измеряют с помощью индикатора с точностью отсчетов от 0,001 до 0,002 мм в зависимости от условий испытания. Нагрузка на пуансон прилагается ступенями, ее повышают через малые интервалы, внутри каждого из которых деформация должна пройти до конца. Затем строят график зависимости деформаций от напряжений – кривую деформации при вдавливании штампа (см. рис. 3.1).

Несколько условно кривую деформации делят на участок OA – область упругой деформации и участок AB – область пластической деформации с последующим хрупким разрушением. При испытании хрупких пород участок AB будет отсутствовать. Пластичные породы не имеют хрупкого разрушения. В этом случае за меру твердости принимается предел текучести, чему соответствует точка p_0 на ординате p .

Нагрузка p_0 , отнесенная к площади штампа S , представляет собой предел текучести (Па): $\sigma_0 = p_0/S$.

Упругие свойства пород могут с некоторой степенью приближения характеризоваться наклоном прямой OA к оси абсцисс. Приближенное значение модуля упругости горной породы при нагрузке, соответствующей любой точке прямой OA , может быть определено из зависимости $E = 0,94p/2a\varepsilon$, где a – радиус штампа; ε – деформация, соответствующая нагрузке p .

Коэффициент пластичности принимается равным отношению общей

Таблица 3.1

Механические свойства горных пород (по Л.А. Шрейнеру)

Горные породы	Твердость, кПа	Коэффициент пластичности	Модуль упругости $E \cdot 10^{-6}$, МПа
Глины	100–250	1–3	0,25–0,5
Аргиллиты	250–500	1–3	0,5–1,0
Мергели	50–250	1–3	<0,5
Песчаники кварцевые	250–2500	1–4	0,5–5,0
Известняки	1000–2000	2–6	1–5
Гипсы	250–500	1–6	0,5–2,5
Кремнистые породы	>5000	1–3	>10

работы, затрачиваемой для хрупкого разрушения (площадь $0ABCD$), к работе упругих сил (площадь $0EL$).

Для горных пород, которые не дают общего хрупкого разрушения (пластичные породы), коэффициент пластичности принимается условно равным бесконечности.

В табл. 3.1 приводятся механические свойства некоторых горных пород.

По Л.А. Шрейнеру, породы делятся на три группы (I, II, III):

Группа	I			
Категория	1	2	3	4
Твердость, МПа	0,5–1,0	1,0–2,5	2,5–5,0	5,0–10,0
Группа	II			
Категория	5	6	7	8
Твердость, МПа	10–15	15–20	20–30	30–40
Группа	III			
Категория	9	10	11	12
Твердость, МПа	40–50	50–60	60–70	>70

К первой группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабосцементированные пески, мергели с прослоями песка, суглинки, известняк-ракушечник, мергели и др.); ко второй – упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, доломиты, кварцево-карбонатные и др.); к третьей – упругохрупкие, как правило, изверженные и метаморфические породы. Из осадочных пород к последней группе относятся кварциты, кремни и окремненные карбонаты. В основном эта шкала совпадает с 12-балльной шкалой геологоразведочного бурения. Многолетний опыт бурения подтверждает ее практическую целесообразность.

Большая часть горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения, относится к первым восьми категориям.

По пластичности горные породы Л.А. Шрейнер разделил на шесть категорий. К первой относятся упругохрупкие; ко второй, третьей, четвертой и пятой – упругопластичные и к шестой – не дающие хрупкого разрушения и упругопластичные породы с коэффициентом пластичности $k_{п} > 6$, так как они по своему поведению при разрушении близки к породам, не дающим хрупкого разрушения.

По методике Л.А. Шрейнера весьма трудно отличить высокопластичную породу от высокопористой. Пластичность пород этих видов условно принимается равной бесконечности, когда у них вполне определенный коэффициент пластичности.

Методика Л.А. Шрейнера является весьма трудоемкой, поэтому ис-

пользуется только при научных исследованиях. Из-за сложности оборудования и требований высокой квалификации операторов и специалистов в производственных условиях она пока не применяется.

Твердость горных пород, определенная по описанной методике, значительно выше предела прочности на сжатие.

Поскольку прочность и твердость горных пород взаимосвязаны, на последнюю оказывают влияние те же факторы и в том же направлении, что и на твердость. Твердость горных пород в определяющей степени зависит от минералогического состава. Твердость горных пород существенно зависит от содержания в них кварца и полевых шпатов. Присутствие кварца влияет на твердость глинистых пород некарбонатного типа, меньше – на твердость глинистых пород и чистых мергелей. Твердость в этой группе пород изменяется линейно, пропорционально количеству присутствующего кварца. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от карбонатной составляющей, а песчаников и алевролитов – от типа цементирующего материала. При прочих равных условиях твердость повышается от типа цемента (слева направо): глинистый → гидрослюдисто-глинистый → карбонатный → базальный.

Существенно влияют на твердость структура породы и пористость. Некоторые факторы влияют на твердость неодинаково и в противоположных направлениях: например, геотектонический фактор – предел прочности при сжатии R_{\perp} перпендикулярно к напластованию больше предела прочности R_{\parallel} параллельно напластованию ($R_{\perp} > R_{\parallel}$), тогда как для твердости результаты прямо противоположны, причем $R_{\parallel} / R_{\perp} = 1,1 \div 1,8$.

Из технико-технологических факторов на твердость горных пород наибольшее влияние оказывают факторы: масштабный, формы и скоростной. Чем выше твердость горной породы, тем отчетливее влияние масштабного фактора; чем больше размеры площади штампа, тем выше твердость (до определенного размера).

Твердость имеет наименьшие значения при внедрении заостренных наконечников (конусы, клинья) и наибольшие – при плоских торцах при прочих равных условиях. При мгновенном приложении нагрузки твердость горной породы выше, чем при медленном вдавливании.

Твердость должны определять по стандартной, отработанной методике при проверенных и установленных технико-технологических факторах, которые могут дать несопоставимые результаты (форма, скорость нагружения, размеры образца и штампа, угол внедрения штампа в образец, плоскость поверхности и др.).

При оценке рабочего инструмента для разрушения горных пород существенную роль играет характер разрушения пород различного класса. Для упругохрупких и упругопластичных пород зоны разрушения гораздо больше зоны контакта породы и штампа; для пород, не дающих хрупкого разрушения, размеры разрушения и контакта одинаковы (рис. 3.4). Углубление в последнем случае больше.

Отношение глубины погружения штампа после разрушения породы δ к ее деформации ε (упругой и пластичной) до разрушения является показателем, по которому породы делятся на различные классы. Для упругохрупких пород отношение $\delta/\varepsilon = 5,0$, для упругопластичных оно равно $2,5-5,0$ и для пород, не дающих хрупкого разрушения, равно единице.

Для оценки сопротивляемости горных пород разрушению при бурении пользуются также понятием критического напряжения $\sigma_{кр}$. По В.С. Фе-

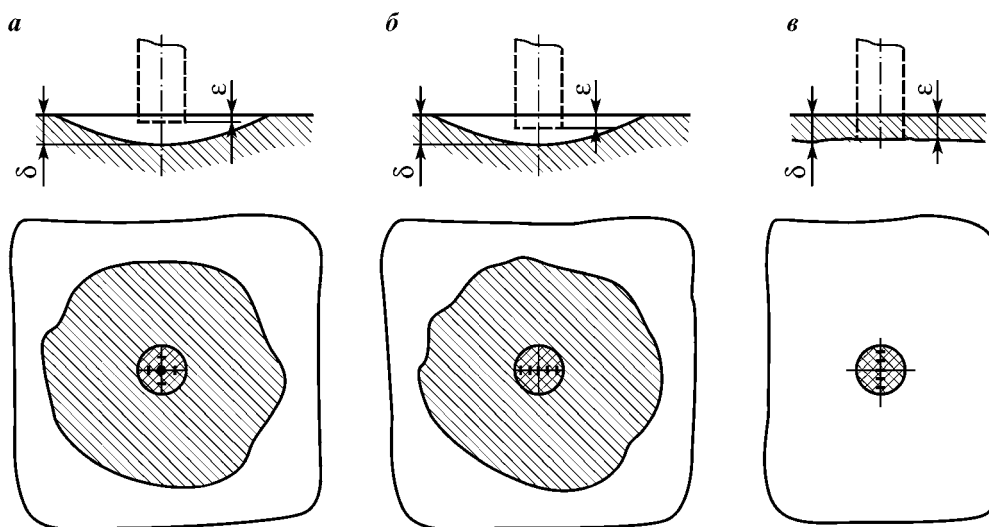


Рис. 3.4. Схемы разрушения пород при вдавливании штампа:
а, б – для пород упругохрупких и упругопластичных; *в* – для пород, не дающих общего хрупкого разрушения

дорову, критическое напряжение – это отношение нагрузки на долото p_d , при которой начинается активное объемное разрушение породы, к первоначальной площади контакта. Величина $\sigma_{кр}$ характеризует сопротивление породы проникновению в нее рабочих элементов долота и определяется из данных бурения.

Эта величина и твердость по штампу (по Л.А. Шрейнеру) имеют одинаковую физическую сущность и между ними устанавливается корреляционная связь. Твердость по Л.А. Шрейнеру определять проще, чем $\sigma_{кр}$, поэтому она более предпочтительна.

Абразивная способность горных пород – это способность изнашивать разрушающий их инструмент. Это понятие связано с понятием о внешнем трении и износе. Абразивная способность горных пород и механизм ее проявления пока еще недостаточно изучены.

Суммируя отдельные, порой субъективные и противоречивые данные, В.С. Федоров выделил основные положения абразивной способности горных пород применительно к бурению, которые приведены ниже.

Главная причина абразивного износа твердых тел – неровности на соприкасающихся поверхностях. Поверхности касаются только в точках контакта. В случае не очень больших давлений на соприкасающихся поверхностях площадь истинного контакта составляет лишь $2 \cdot 10^{-5}$ – $2 \cdot 10^{-4}$ части полной площади поверхности, т.е. весьма малую ее часть. Соприкасающиеся поверхности находятся под действием точечных нагрузжений. Число мест контакта значительно, но площадь их соприкосновения мала. В точках контакта поверхность подвергается одновременному действию усилий, направленных вдоль и нормально к поверхности. Тогда процесс абразивного износа определяется большим числом отдельных царапаний и сколов, вызывающих непрерывное соскабливание с рабочих поверхностей разрушающего инструмента стружек и соскобов.

В общем случае абразивный износ – процесс весьма сложный. В одних участках обеспечивается механическое сцепление (царапание), и здесь сопротивление трения обуславливается прочностью на срез взаимно внедрившихся элементов поверхности. В других участках обеспечивается молекулярное сцепление и сопротивление разрушению связано с преодолением молекулярных сил. Практически при бурении молекулярными силами можно пренебречь.

Объемный износ V может быть найден из выражения $V = \delta \mu_v p f s$, где δ – коэффициент износа; μ_v – кинетический коэффициент внешнего трения; p – твердость горной породы; f – площадь соприкосновения трущихся поверхностей; s – путь трения.

Тогда для одного и того же изнашивающегося материала при прочих равных условиях при соприкосновении с разными породами (в пределах определенного класса) можно записать: $V_1/V_2 = \mu_1 p_1 / \mu_2 p_2$, где μ_1 , p_1 – соответственно коэффициент внешнего трения и твердость первой породы; μ_2 , p_2 – то же, второй породы.

Следовательно (по В.С. Федорову), для бурения мерой относительной абразивной способности горной породы может служить произведение коэффициента внешнего трения и твердости. Тогда факторами, определяющими абразивную способность горных пород, являются те, которые влияют на ее твердость, и кинетический коэффициент внешнего трения. На последний существенное влияние оказывают твердость горных пород, размер и форма зерен, слагающих породу, нормальное давление, скорость скольжения, среда, в которой находятся трущиеся поверхности, температура и др.

Коэффициент трения о породу тем больше, чем выше ее твердость при одинаковом минералогическом и зерновом составе, что объясняется затрудненным выламыванием зерен из породы повышенной твердости, а также тем, что разрушающий инструмент царапается более интенсивно.

По тем же причинам μ_v выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными и ребристыми зернами, чем при трении о крупнозернистые породы с окатанными зернами.

При трении инструмента о породу (нешлифованную) коэффициент μ_v является возрастающей функцией нормального давления вплоть до момента, когда это давление не станет равным твердости породы. В дальнейшем μ_v остается примерно постоянным.

Для расчетов при бурении в реальных породах μ_v следует определять при нормальных давлениях на трущихся поверхностях. Установлено, что при росте скорости скольжения коэффициент трения изменяется, имея максимум: при увеличении нормального давления максимум μ_v смещается в сторону меньших скоростей. При сухой чистой поверхности горных пород коэффициент трения имеет наивысшие значения для данной пары. Смоченная водой порода для той же пары имеет более низкие значения, которые еще более снижаются при покрытии поверхности горной породы буровым раствором.

Температура выше 200 °С способствует повышению коэффициента трения. В случае применения твердосплавных разрушающих инструментов влияние температуры начинает проявляться при более высоких ее значениях.

3.3. ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И ВОДОНАСЫЩЕНИЯ НА НЕКОТОРЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Гравитационные силы, тектонические напряжения, давления насыщающих породу флюидов вызывают напряженное состояние, испытываемое горными породами в земной коре и называемое горным давлением p_r , которые принято определять в зависимости от плотности ρ_0 вышележащих пород и глубины рассматриваемой точки z , т.е. $p_r = \rho_0 g z$.

Давление, обусловленное сопротивлением массива радиальной деформации выделенного объема породы, называется боковым давлением p_6 и зависит от горного давления p_r :

$$p_6 = \frac{\mu}{1 - \mu} p_r,$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Наконец, флюиды, находящиеся в пластах под определенным давлением, в особенности вода, оказывают весьма серьезное влияние на поведение горных пород и их свойства в конкретных условиях. Наиболее полно изучено влияние всестороннего сжатия на изменение поведения горных пород; хотя при этом возникают значительные сложности.

В.В. Булатов на основании большого количества экспериментальных работ пришел к следующим выводам.

1. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от всестороннего сжатия. Чем меньше твердость, тем заметнее влияние на нее всестороннего давления. Особенно интенсивен рост твердости при давлении 70–80 МПа.

Для песчано-алевролитовых горных пород закономерности изменения твердости при повышении всестороннего давления те же, но наибольшее повышение твердости пород наблюдается при давлении до 30 и выше 80 МПа.

2. Пластические свойства глинисто-карбонатных пород изменяются в условиях всестороннего давления следующим образом.

С повышением всестороннего давления предел текучести и коэффициент пластичности пород увеличиваются, при этом темп «упрочения» пород под штампом возрастает. Чем выше коэффициент пластичности породы, тем заметнее влияние давления на рост последнего. С увеличением давления темп роста коэффициента пластичности снижается.

В.В. Булатовым установлена зависимость механических свойств горных пород, определенных методом вдавливания, от совместного влияния давления и температуры. Он показал, что известняки верхнего мела (Чечня и Ингушетия), находящиеся в условиях высокой температуры, с ростом давления переходят в категорию пород, не дающих хрупкого разрушения.

С увеличением давления предел текучести пород при температуре 150 °С возрастает. Темп роста предела текучести превышает увеличение давления. Предел текучести и твердость пород при постоянном давлении (30 МПа) уменьшаются с ростом температуры. При постоянной температуре с ростом давления условный коэффициент пластичности горных пород увеличивается; наиболее интенсивный рост его прослеживается до давления 20–25 МПа. При постоянном давлении с ростом температуры коэффи-

циент пластичности понижается, особенно интенсивно при увеличении температуры до 100 °С.

Весьма своеобразно влияние жидкости, особенно воды, на поведение горных пород при воздействии всестороннего сжатия.

Б.В. Байдюк и Л.А. Шрейнер изучили влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах. Они пришли к выводу, что пластичные глинистые породы могут сохранять устойчивость до значительных глубин, если не происходит их увлажнения, которое существенно снижает прочностные свойства. Поэтому резко уменьшается глубина устойчивого состояния ствола, сложенного из этих глин.

Общая закономерность для всех горных пород – уменьшение прочности при насыщении их водой.

Вода, и особенно вода с растворенными в ней поверхностно-активными веществами (ПАВ), существенно понижает (эффект П.А. Ребиндера) поверхностную энергию горной породы (чем выше избыточная поверхностная энергия, тем больше прочность породы), тем самым уменьшая ее прочность и твердость.

Жидкость, находящаяся в порах горной породы, также оказывает влияние на ее свойства. В случае неизолированного образца (массива) горной породы при создании гидравлического давления в поры породы будет проникать жидкость, создающая давление. В этом случае на скелет породы действует разность между внешним гидравлическим и поровым давлениями. Если разность мала, что обычно наблюдается, то механические свойства породы при создании всестороннего гидравлического сжатия заметно не изменяются. Если при всестороннем гидравлическом сжатии прочность породы повышается, то поровое давление способствует снижению предела текучести и прочности.

Известно, что горные породы в условиях их разрушения на забое скважины не находятся в объемно-напряженном состоянии в пределах зоны разрушения и предразрушения (А.Ф. Афанасьев). При наличии капиллярного давления, равного 200–250 МПа, жидкость проникает в трещиноватые участки забоя, образуемые долотом, и устраняет всестороннее давление в области разрушения. В условиях забоя скважины в процессе разрушения порода не изолирована от воздействия бурового раствора и его фильтрации. Следовательно, в процессе разрушения породы забоя жидкость бурового раствора фильтруется сквозь забой, что способствует уравниванию гидростатического давления в пределах глубины проникновения жидкости.

Прочностные и пластические свойства горных пород при вдавливании штампа в условиях всестороннего давления проявляются эффективнее, если скорость фильтрации жидкости через верхний торец образца мала по сравнению со скоростью вдавливания штампа. И наоборот, если фильтрация жидкости опережает внедрение штампа, происходит частичное (или полное) уравнивание гидростатического давления. При полном уравнивании гидростатического давления на поверхности образца и на глубине внедрения штампа эффект упрочнения полностью снимается: порода деформируется как в атмосферных условиях.

В низкопроницаемых горных породах наиболее активная фильтрация жидкости через поры начинается только по достижении некоторого всестороннего давления, зависящего от проницаемости пород (при высокопроницаемых – от вязкости бурового раствора). Такое увеличение давления

способствует упрочнению пород. С превышением этого значения давление в порах уравнивается, и эффект всестороннего давления снимается (В.Ф. Целовальников и др.).

Интересны выводы по изменению механических свойств горных пород при испытании их с фильтрующимися (дистиллированная вода) и нефилтующимися (масляная вода) жидкостями.

1. Испытание пород в нефилтующейся жидкости показывает рост прочностных и пластических свойств при увеличении давления от атмосферного до 100 МПа. В случае фильтрующихся жидкостей указанные свойства определяются физико-механическими характеристиками жидкостей.

2. В фильтрующихся жидкостях с ростом давления от 50 до 75 МПа увеличиваются площадь зоны разрушения и объем разрушенной породы под штампом, особенно это заметно при давлении 25–50 МПа. На размеры и объем зоны разрушения весьма существенно влияет вязкость фильтрующейся жидкости.

3. В случае нефилтующейся жидкости площадь зоны разрушения и объем разрушенной под штампом породы уменьшаются по гиперболическому закону, а при давлении 50 МПа площадь зоны разрушения соизмерима с площадью штампа.

4

ГЛАВА БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Бутовые долота в процессе вращательного бурения могут оказывать различное воздействие на горную породу. В зависимости от способа отделения частиц горной породы от ее массива на забое различают долота:

- дробящего (ударного) действия;
- дробяще-скалывающего (ударно-сдвигающего) действия;
- истирающе-режущего действия;
- режуще-скалывающего действия.

Бурят нефтяные и газовые скважины в основном долотами, разрушающими всю поверхность забоя. Такие долота относят к породоразрушающим инструментам сплошного бурения. В разведочном и поисковом бурении в определенных интервалах отбирается образец породы в виде столбика (керн) с помощью бурильных головок, разрушающих породу по кольцу. Для разбуривания цементных пробок, зарезки новых стволов при многозабойном бурении, расширения пробуренных скважин и других работ применяют специальные бутовые долота.

Конструктивное оформление бурового породоразрушающего инструмента основано на реализации способа воздействия на горную породу и зависит от его назначения. Наибольшее распространение в практике буровых работ получили породоразрушающие инструменты следующих типов:

шарошечные долота дробяще-скалывающего и дробящего действия для бурения пород любой твердости. В зависимости от конструктивного испол-

нения при разрушении горной породы производится ударное, или сдвигающее и ударное воздействие на забой вооружением шарошки. На шарошечные долота приходится более 90 % общего объема бурения;

алмазные и твердосплавные буровые долота истирающе-режущего действия для бурения твердых, но хрупких пород. Особенно эффективны алмазные долота при бурении крепких пород на больших глубинах;

лопастные долота режуще-скалывающего действия для бурения мягких и пластичных пород роторным способом.

Буровое долото испытывает при работе значительные статические и динамические осевые нагрузки и действие переменного крутящего момента. Поэтому их конструкция должна быть рассчитана на экономически обоснованный срок службы, так как долото является инструментом однократного использования. Восстановление долот экономически не оправдывается при современной технике их производства. Попытки создания долот со сменными рабочими органами до настоящего времени не дали положительных результатов.

4.1. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Шарошечные долота изготавливают с различным числом шарошек. В свою очередь, шарошки могут быть одно-, двух- и трехконусными со смещением или без смещения оси вращения относительно оси долота. Несмотря на их большое разнообразие, конструктивно шарошечные долота выполнены однотипно.

Шарошечное долото представляет сложный механизм. В процессе его изготовления обеспечивается выполнение 414 размеров. Размерные цепи долот состоят из 224 звеньев, геометрически связанных линейными и угловыми размерами, выполняемыми по различным системам допусков и посадок. В зависимости от размеров долото изготавливают секционным или цельнокорпусным.

На рис. 4.1 показано секционное трехшарошечное долото с центральным промывочным каналом. Корпус секционного долота образуется при сварке лап 1, выполненных в виде отдельных секций. Корпус долота снабжен в верхней части ниппельной конической присоединительной резьбой. В нижней части лапа снабжена цапфой 3, на которой закреплена шарошка 7, свободно вращающаяся на роликовых 5 и шариковых 6 опорах.

Шариковая опора дополнительно выполняет функцию замка, так как шары предотвращают возможность осевого перемещения шарошки. Шары вводятся через специальный канал в цапфе, который впоследствии закладывается пальцем 2. Палец, в свою очередь, закрепляется от проворота штифтом 4, и его торец приваривается к лапе.

Цельнокорпусное шарошечное долото (рис. 4.2) имеет корпус 1, к которому приварены лапы 2. В нижней части корпуса размещается промывочная плита 3. Цельнокорпусные долота имеют присоединительную коническую резьбу муфтового типа. Конструкция остальных деталей цельнокорпусного долота аналогична элементам секционного долота.

Промывочные каналы шарошечных долот, направляющие жидкость на забой скважины между шарошками или по центру, могут иметь различные формы, расположение или количество в зависимости от назначения, типа и размера долота. Наибольшее распространение получили промывочные ка-

Рис. 4.1. Секционное трехшарошечное долото с центральной промывкой

налы двух типов: в виде одного отверстия, расположенного в центре, в долотах диаметром до 161 мм; с центральным и боковыми каналами в каждой лапе в долотах диаметром свыше 161 мм.

Рабочая поверхность шарошек долота снабжается зубчатыми венцами, расположенными концентрически в определенной последовательности с гладкими впадинами. Вооружение зубчатых шарошек выполняется как одно целое с телом шарошки; в штыревых долотах шарошка армируется породоразрушающими элементами из твердого сплава; шарошки также могут иметь комбинированное зубчато-штыревое вооружение.

Интенсификация разрушения забоя долотом особенно в мягких породах может быть повышена за счет эффективного использования энергии струи промывочной жидкости. Для этой цели в корпус долота встраиваются профилированные насадки, при движении через которые поток промы-

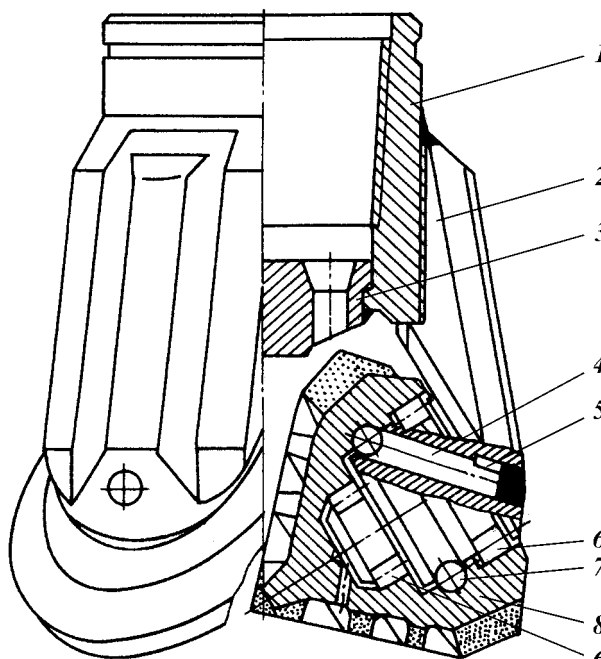
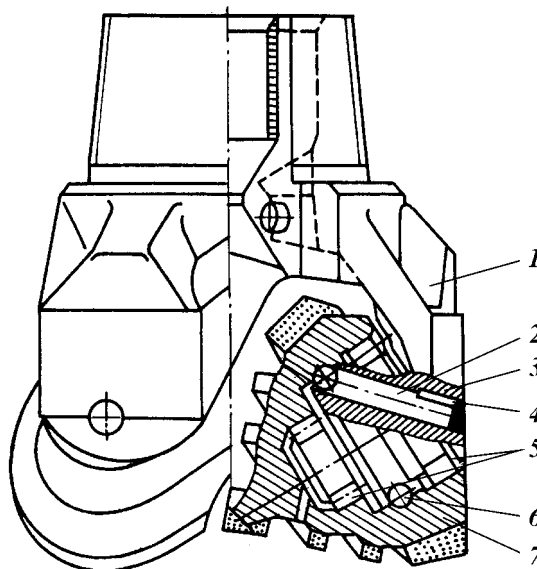


Рис. 4.2. Корпусное трехшарошечное долото:
 1 – корпус; 2 – лапа; 3 – промывочная плита; 4 – палец; 5 – фиксирующий штифт; 6 – ролик; 7 – шарошка; 8 – шарошка

вочной жидкости приобретает большую скорость. Чем выше скорость истечения жидкости из насадки, тем больше гидромониторный эффект, скорость бурения и проходка на долото.

На рис. 4.3 показана конструкция трехшарошечного гидромониторного долота. В нижней части промывочного канала расположены сменные насадки 2, изготовленные из твердых сплавов или керамики. Наибольшее распространение получили насадки с коноидальным каналом, имеющим форму очертания сжатой струи для повышения коэффициента расхода. Насадки уплотняются с помощью круглых резиновых колец 1 и крепятся втулкой 3 или упорным пружинным кольцом 4.

Повышение эффективности гидромониторных шарошечных долот достигается за счет уменьшения расстояния от насадки до забоя. Наилучшие результаты получены при уменьшении расстояния до 20 мм. Благоприятным является также расположение оси насадки под некоторым углом (~8°) в сторону, противоположную вращению долота.

Зачастую опора шарошечного долота определяет ресурс его рабочего времени и, следовательно, продолжительность одного долбления. Долота малых размеров в большинстве случаев выходят из строя вследствие износа опор. Поэтому продолжительность безаварийной работы долота во многом зависит от стойкости опорных элементов шарошки.

В современных серийных шарошечных долотах шарошки снабжаются шариковыми и роликовыми опорами, а также опорами скольжения в различных комбинациях. На рис. 4.4 показаны наиболее распространенные варианты выполнения опор шарошек в зависимости от конструкции и размеров долот. Комбинации подшипников следующие:

радиально-упорный шариковый подшипник и два подшипника скольжения;

два шариковых подшипника;

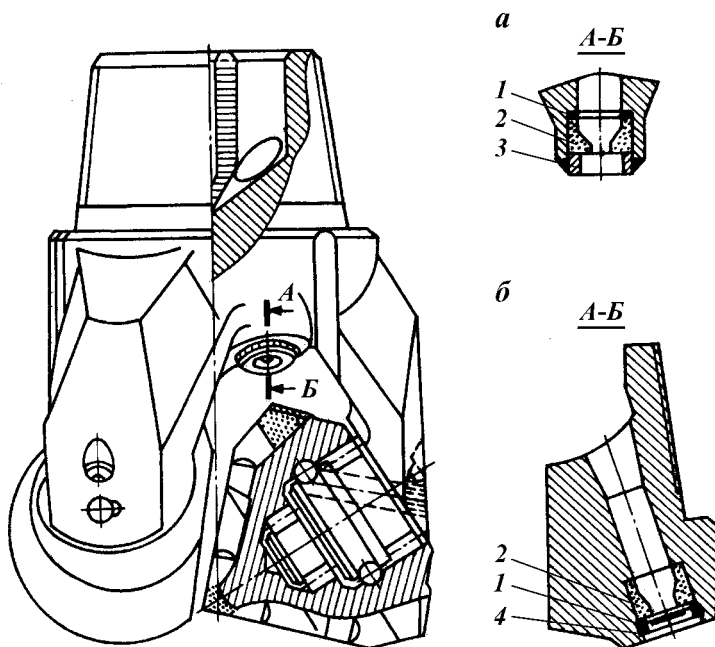


Рис. 4.3. Долото с гидромониторной насадкой:
а – промывочный канал с насадкой, закрепленной втулкой; *б* – промывочный канал со сменной насадкой

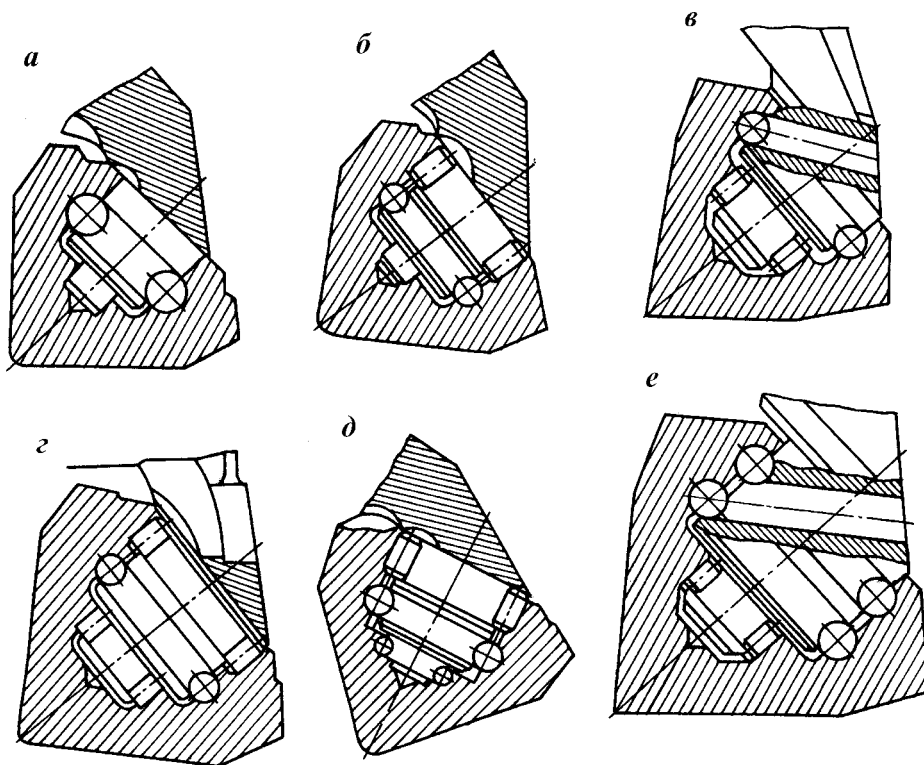


Рис. 4.4. Конструктивные схемы опор шарошечных долот

один роликовый подшипник, один шариковый и один подшипник скольжения;

один шариковый и один роликовый подшипники;

два роликовых подшипника и между ними шариковый подшипник;

один роликовый и два шариковых подшипника разного размера (один из них замковый), расположенные в нижней части цапфы;

два шариковых подшипника одного размера (оба замковые) и один роликовый подшипник;

два шариковых подшипника разного размера (один замковый), расположенные в верхней части цапфы, и один роликовый подшипник;

три шариковых подшипника разного размера;

подшипники: скольжения, шариковый, роликовый.

Двухрядные опоры: ролик – опора скольжения (см. рис. 4.4, а), шарик – шарик, шарик – ролик (см. рис. 4.4, в) применяются главным образом в долотах диаметром менее 145 мм. Трехрядные опоры с двумя радиальными роликовыми подшипниками и шариковым замковым рядом (см. рис. 4.4, з) или с опорой в виде подшипника скольжения (см. рис. 4.4, б) применяются при конструировании долот для бурения с высокими осевыми нагрузками и большими скоростями вращения. Трехрядные опоры, включающие роликовый подшипник и два ряда шариковых подшипников (см. рис. 4.4, д, е) применяют в долотах диаметром 145–190 мм.

Трехрядные шариковые опоры имеют ограниченное применение, так как они не оправдывают сложности их изготовления. Четырехрядные опоры применяются в долотах диаметром более 214 мм.

В последнее время во ВНИИБТ и других организациях созданы долота с герметизированной опорой, заполняемой во время сборки долота консистентной смазкой. Наиболее перспективным следует считать создание шарошечных долот с лубрикаторами, обеспечивающими подвод смазки к опорам шарошек в течение всего времени работы долота на забое.

На рис. 4.5 показаны три схемы герметизации опор долота. Для нормальной работы уплотнения опоры снабжаются компенсирующими устройствами, выравнивающими перепад давления при спуске долота в скважину. Для этого лапа долота снабжается компенсатором в виде поршневого лубрикатора 1 (см. рис. 4.5, а), фетрового фильтра 3 (см. рис. 4.5, б) или эластичной диафрагмы 4 (см. рис. 4.5, в). Смазка в лапах долота изолируется от внешней среды разделителем, к поверхности которого имеется доступ промывочной жидкости. По мере увеличения перепада давления за счет разности давлений на разделителе и опоре смазка постепенно выдавливается наружу. Уплотнительная манжета 2 должна герметизировать опору со стороны торца шарошки и снижать до минимума расход смазки через зазоры между манжетой и шарошкой.

Опыт бурения показал, что наилучшую компенсацию обеспечивает конструкция, не имеющая подвижных элементов, способных заклиниваться при перемещении (см. рис. 4.5, в).

Для бурения пород различной твердости изготавливают трехшарошечные долота двух типов:

- 1) со смещенными осями цапф лап относительно оси долота;
- 2) без смещения осей цапф лап относительно оси долота.

Буровые долота со смещенными осями цапф лап относительно оси долота, кроме дробящего действия, производят скалывание породы за счет

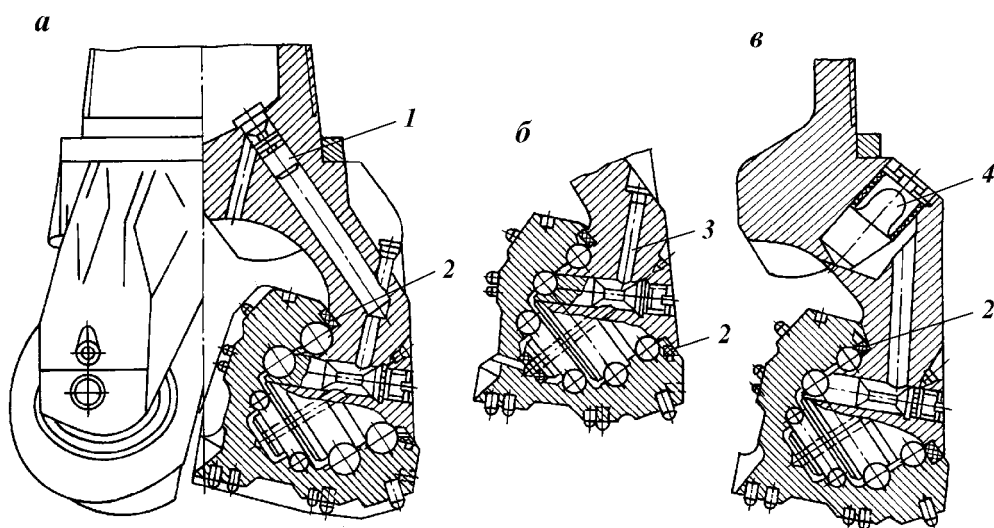


Рис. 4.5. Герметизированные маслонаполненные опоры

проскальзывания зубьев или штырей шарошек относительно забоя. Оси вращения шарошек могут быть смещены по направлению вращения ω_d долота или против него для увеличения скольжения. На рис. 4.6, *а* показано положительное смещение; на рис. 4.6, *б* – отрицательное. Значения смещения k и угла разворота β выбирают в зависимости от типа и размера долота.

Долота типа М (рис. 4.7, *а*) предназначены для бурения мягких несцементированных малоабразивных пород, поэтому они снабжены двух- или трехконусными самоочищающимися шарошками со смещенными в сторону вращения долота осями цапф относительно оси долота. Шарошки имеют крупные зубья большой высоты, длины и шага с малыми углами заострения. Угол наклона оси шарошки к оси долота $55-57^\circ 30'$, что позволяет вписывать в заданный диаметр шарошки больших размеров. Форма забоя выпукло-вогнутая.

Долота типа МС (см. рис. 4.7, *а*) применяются для бурения мягких, перемежающихся с более твердыми прослойками малоабразивных пород. Их шарошки двух- и трехконусные с самоочищающимися зубьями. Смещение осей шарошек у долот типа МС меньше, чем у долот типа М.

Долота типа С (рис. 4.7, *б*) используются для бурения малоабразивных пород средней твердости. Шарошки у долот типа С двух- и трехконусные, самоочищающиеся, со смещением осей цапф в сторону вращения долота. Зубья шарошек короче, с меньшим шагом и большими углами заострения, чем у долот типов М и МС.

Для бурения мягких и средних по твердости пород, но обладающих высокой абразивностью, применяются долота типов МЗ, МСЗ и СЗ. Эти долота по конструктивным параметрам аналогичны долотам типов М, МС и С, но вместо литых зубьев в шарошки запрессованы твердосплавные штыри с клиновидной рабочей поверхностью.

Буровые долота дробящего (ударного) действия типов СТ, Т, ТК и К изготавливаются без смещения осей цапф лап относительно оси долота. Породы разрушаются главным образом за счет динамического воздействия твердосплавных штырей и зубьев шарошки по забою скважины.

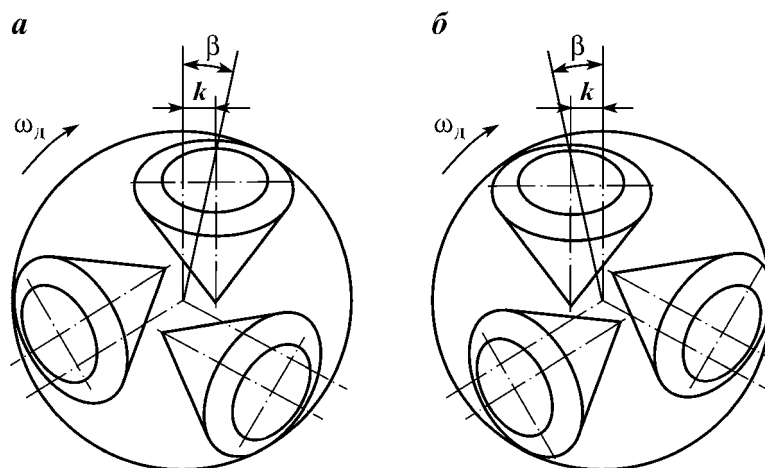


Рис. 4.6. Схемы смещений осей шарошек в плане

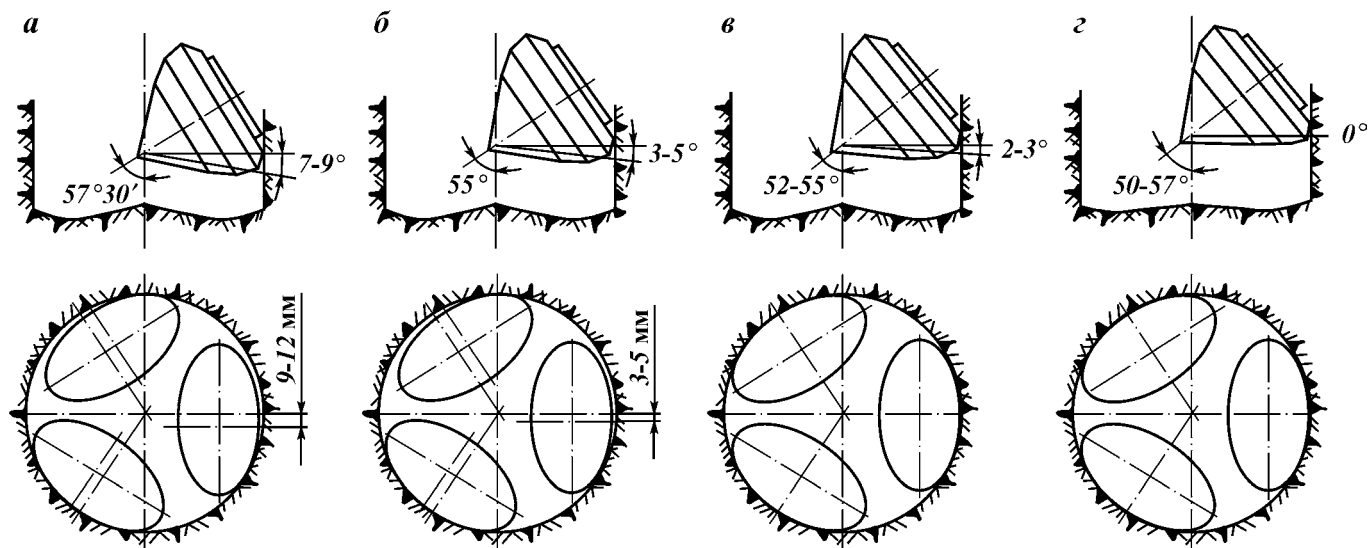


Рис. 4.7. Геометрические характеристики трехшарошечных долот различных типов

Долота типа СТ применяются для бурения плотных пород средней твердости и абразивности. Эти долота снабжены двух- и трехконусными шарошками, оси которых пересекаются в одной точке на оси вращения долота (рис. 4.7, в). Вооружение шарошек зубковое с малым шагом и большими углами заострения.

Долота типа Т пригодны для бурения твердых малоабразивных пород. Для проходки твердых и хрупких малоабразивных с пропластками крепких пород применяются долота типа ТК (рис. 4.7, г). Долота этого типа отличаются от долот типа Т наличием на периферийном венце шарошек вставных твердосплавных штырей с полусферической рабочей частью вместо обычных фрезерованных зубьев. Долота типа ТК изготавливаются для бурения скважин с продувкой воздухом.

Долота типа К применяют для разбуривания самых твердых и крепких абразивных пород. Шарошки одноконусные, с твердосплавными штырями с полусферической рабочей поверхностью. Долота выпускаются для бурения с промывкой жидкостью и продувкой воздухом.

В этой серии дополнительно выпускаются долота типов ТЗ, ТКЗ и ОК. В долотах шарошки армированы клиновидными твердосплавными штырями, так как они применяются для бурения твердых и крепких абразивных пород. Долота типа ОК дополнительно на обратном конусе снабжаются твердосплавными штырями с плоской рабочей частью. Эти долота выпускаются для бурения взрывных скважин в горнорудной промышленности.

ОДНОШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Одношарошечные долота (рис. 4.8) предназначены для бурения твердых и крепких пород, залегающих на больших глубинах и подверженных всестороннему значительному сжатию. Работа долота основана на дробяще-скалывающем действии. Кинематика одношарошечного долота позволяет снизить скорость вращения шарошки вокруг своей оси в сравнении с трехшарошечными долотами. В результате этого значительно повышается износостойкость опор долота.

Одношарошечное долото состоит из одной лапы, на цапфе которой смонтирована сферическая шарошка. Опора шарошки представлена двумя шариковыми подшипниками, первая из которых замковая. Конструкция одношарошечного долота позволяет выполнить опору в

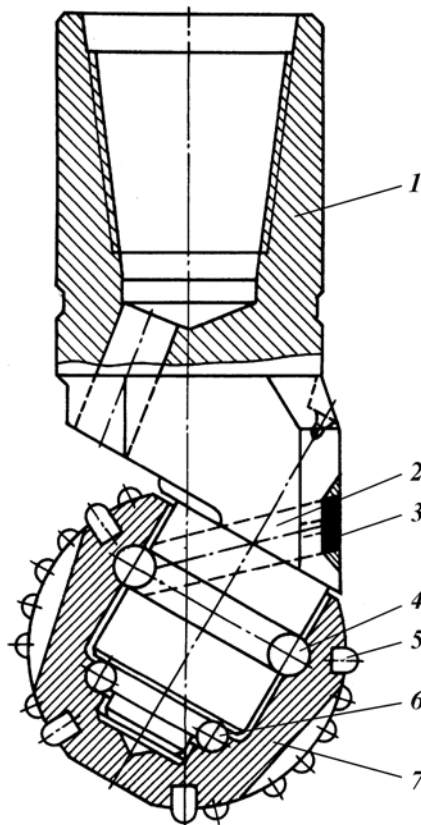


Рис. 4.8. Одношарошечное долото:
1 – корпус; 2 – замок; 3 – штифт; 4 – шарик; 5 – твердосплавный штырь; 6 – шарик; 7 – шарошка

больших габаритах при малых размерах долота. Поэтому продолжительность работы опор опытных долот малого диаметра (140 мм) в 3–4 раза оказалась выше в сравнении с трехшарошечными долотами того же размера.

Сферическая шарошка армируется твердосплавными штырями с полусферической и призматической рабочими поверхностями. Высота выхода штырей над телом шарошки 5 мм. На поверхности шарошки выфрезерованы шесть продольных пазов для подвода промывочной жидкости к забою. Промывочная жидкость подается через канал в корпусе долота на поверхность шарошки. Струя истекает по касательной и способствует очищению поверхности шарошки от породы.

4.2. КИНЕМАТИКА И ДИНАМИКА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Работа шарошечного долота является механическим процессом, обуславливающим ударное и сдвигающее действие зубьев вооружения шарошки. Очевидно, что все процессы протекают одновременно и создают сложную картину взаимодействия породоразрушающих элементов долота с горной породой. Для упрощения рассматриваются отдельно разные процессы.

ПРОДОЛЬНЫЕ ВОЗВРАТНО-ПОСТУПАТЕЛЬНЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ДОЛОТА

Перекатывание шарошек по забою скважины приводит к возникновению возвратно-поступательного движения центра вращения шарошки, а следовательно, и корпуса долота. На рис. 4.9 показана схема перекатывания зубчатого венца шарошки по недеформируемому забою, из которой видно, что при упоре долота на один зуб венца в точке B ее ось вращения находится в точке O ; при перемещении центра вращения в точку O' под действием крутящего момента происходит удар по забою смежным зубом в точке C' . При этом в новом положении шарошка опирается на два зуба в точках B и C' , а центр вращения опустится по вертикали на величину δ .

Амплитуда δ перемещения центра вращения венца при перекатывании одновенечной шарошки по недеформируемому забою определяется геометрическими параметрами долота. В соответствии с приведенной схемой можно записать

$$\delta = r_z \left(1 - \cos \frac{\pi}{z} \right) = d \sin^2 \frac{\pi}{2z}, \quad (4.1)$$

где r_z – радиус венца по вершинам зубьев; z – число зубьев; d – диаметр венца по вершинам зубьев.

Формула (4.1) показывает, что амплитуда возвратно-поступательного движения шарошки прямо пропорциональна ее диаметру и обратна пропорциональна числу зубьев на рассматриваемом венце. Периферийный венец, снабженный наиболее крупными зубьями, определяет колебательный процесс корпуса шарошечного долота. Средние и вершинные венцы накла-

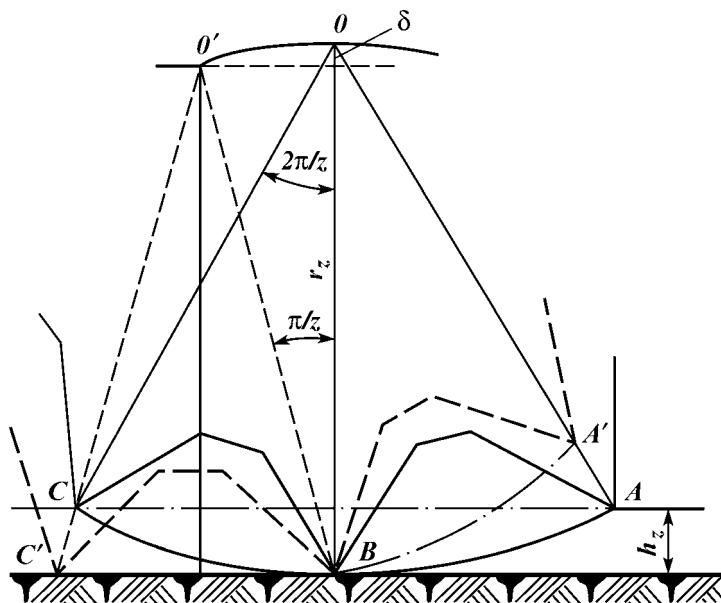


Рис. 4.9. Схема перекачивания зубчатого венца по недеформируемому забою

дывают дополнительные колебательные движения, особенно при учете скольжения шарошки при перемещении по забою.

Число ударов зубьев венца шарошки по породе в минуту

$$m = n_{ш} z = i n_{\lambda} z, \quad (4.2)$$

где $n_{ш}$ – частота вращения шарошки в минуту; i – передаточное отношение скоростей вращения шарошки и долота; n_{λ} – частота вращения долота в минуту.

Скорость соударения зуба с породой при отсутствии его проскальзывания

$$v = \frac{\pi^2 r_z n_{ш}}{30z} \cos \beta, \quad (4.3)$$

где β – угол наклона оси шарошки.

Время контакта зуба с породой при ударе без проскальзывания

$$t_k = \frac{60}{n_{\lambda} z_i}. \quad (4.4)$$

В реальных условиях при перекачивании шарошки происходит внедрение зубьев в породу. В твердых породах внедрение может исчисляться десятными долями миллиметра. В мягких породах может происходить внедрение зуба на значение его высоты. В соответствии со схемой (см. рис. 4.9) можно получить

$$h_z = r_z \left(1 - \cos \frac{2\pi}{z} \right) = d \sin^2 \frac{\pi}{z}, \quad (4.5)$$

где h_z – максимальная глубина внедрения зуба одновенечной шарошки.

В однородных породах при постоянной осевой нагрузке амплитуда δ колебания долота будет иметь то же значение, что и при работе по недеформируемому забою, если углубление долота за каждую треть оборота будет происходить на максимальное значение h_z . При внедрении зуба на значение δ бывают случаи работы долота при отсутствии продольных перемещений его корпуса. В большинстве случаев при бурении шарошечными долотами наблюдается сложный колебательный процесс долота.

СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ ШАРОШЕК

Скорость вращения шарошек во многом определяет кинематику и динамику работы долота. В свою очередь, скорость вращения шарошек определяется скоростью вращения долота и значением передаточного отношения.

В каждый момент времени движение шарошки можно рассматривать как состоящее из трех составляющих: переносного – вращения вокруг оси долота; относительного – вращения вокруг оси шарошки и поступательного движения вдоль оси долота. При анализе работы долота обычно поступательное движение вдоль оси в расчет не принимается, так как эта скорость несоизмеримо меньше переносной и относительной.

Передаточным отношением долота i_A называют отношение угловых скоростей вращения долота ω_A и шарошки $\omega_{ш}$, т.е.

$$i_A = \omega_A / \omega_{ш}. \quad (4.6)$$

При вращении шарошки, представленной многоугольной пирамидой, опирающейся последовательно при качении на вершины – зубья, скорость движения любой точки шарошки, не имеющей скольжения относительно забоя, определяется выражением

$$v_A = \omega_A R = \omega_{ш} r \cos \frac{\psi}{2}, \quad (4.7)$$

где R – радиус вращения точки относительно оси скважины; r – радиус вращения точки относительно оси шарошки; ψ – угол между зубьями.

Передаточное отношение долота можно представить выражением

$$i_A = \frac{r \cos \frac{\psi}{2}}{R}. \quad (4.8)$$

Так как угол между зубьями в долотах мал и можно принять $\cos \frac{\psi}{2} \approx 1$, то приближенно

$$i_A \approx \frac{r}{R} = \frac{d_{ш}}{D_A}, \quad (4.9)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки; D_A – диаметр долота.

В действительности за счет проскальзывания шарошек по забою теоретическая скорость вращения выше фактической на 15–20 %. Кроме того, зубья шарошки при контакте с забоем погружаются на различную глубину в породу, а в результате износа меняется как форма зубчатого венца, так и форма забоя. Эти изменения приводят к отклонению теоретических результатов от практических.

**СКОЛЬЖЕНИЕ НЕ СМЕЩЕННЫХ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАБОЯ ШАРОШЕК
ПРИ ВРАЩЕНИИ**

Движение шарошки по забою, в соответствии с законами теоретической механики, как движение бегуна в виде гладкой шарошки относительно опорной плоскости, характеризуется угловой скоростью

$$\Omega = \sqrt{\omega_{\text{ш}}^2 + \omega_{\text{А}}^2 + 2\omega_{\text{ш}}\omega_{\text{А}} \cos(\omega_{\text{ш}}\omega_{\text{А}})}, \quad (4.10)$$

где Ω – абсолютная мгновенная угловая скорость вращения шарошки; $\omega_{\text{А}}$ – угловая скорость вращения водила вокруг вертикальной оси; $\omega_{\text{ш}}$ – угловая скорость вращения бегуна вокруг своей оси.

Мгновенная ось вращения, по направлению которой расположится вектор абсолютной угловой скорости, проходит через точку пересечения осей слагаемых вращений.

Движение шарошки относительно забоя рассмотрим для случая равномерного вращения гладкой одноконусной шарошки с вершиной конуса, лежащей на оси вращения долота. Предположим, что силы трения в опорах отсутствуют, а сцепление на контакте образующей конуса с гладкой недеформируемой поверхностью забоя абсолютное. Для указанных условий схема движения шарошки показана на рис. 4.10. Рассмотрим движение произвольной точки M , лежащей на образующей конуса, контактирующей с плоскостью забоя.

Ее окружная скорость относительно плоскости забоя

$$v_{\text{ш}} = \omega_{\text{ш}}r \quad (4.11)$$

и направлена в сторону вращения шарошки. Переносная скорость этой точки, равная скорости вращения долота и направленная в противоположную сторону

$$v_{\text{А}} = \omega_{\text{А}}R. \quad (4.12)$$

Абсолютная скорость, т.е. скорость скольжения $v_{\text{ск}}$ точки M относительно забоя скважины, будет представлять собой геометрическую сумму этих двух скоростей:

$$\vec{v}_{\text{ск}} = \vec{v}_{\text{ш}} + \vec{v}_{\text{А}}; \quad (4.13)$$

$$v_{\text{ск}} = \omega_{\text{ш}}r - \omega_{\text{А}}R, \quad (4.14)$$

где r – радиус шарошки в точке M ; R – радиус окружности вращения точки M по забою.

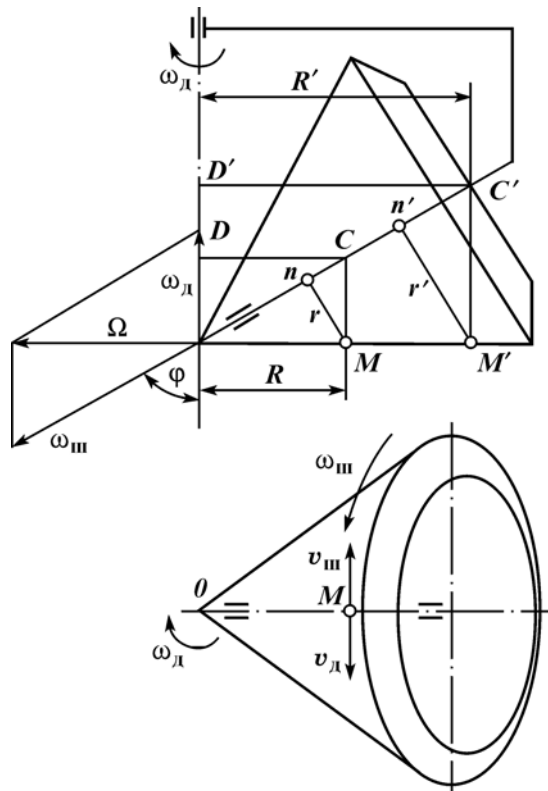


Рис. 4.10. Схема движения гладкой одноконусной шарошки на забое

Отношение скорости вращения шарошки к скорости вращения долота всегда равно отношению радиуса вращения по забою $R(R')$ любой точки $M(M')$ к радиусу шарошки $r(r')$. При этом с учетом передаточного отношения шарошки и долота ($i = \omega_{ш}/\omega_{\lambda} = R/r$) следует, что скорость скольжения для рассматриваемого случая отсутствует. Такие шарошки называют шарошками «чистого качения».

Промышленность выпускает долота с многоконусными шарошками. При движении по забою таких шарошек мгновенная ось вращения проходит через точку пересечения осей складываемых вращений O (рис. 4.11). Вторая точка мгновенной оси вращения шарошки проходит через нескользкую точку N , расположенную на образующей конуса, контактирующей с забоем. Мгновенная угловая скорость вращения шарошки

$$\Omega = \sqrt{\omega_{ш}^2 + \omega_{\lambda}^2 + 2\omega_{ш}\omega_{\lambda} \cos \varphi}. \quad (4.15)$$

По известному направлению мгновенной оси вращения шарошки определяется скорость скольжения любой точки. Для точки M скольжение относительно забоя

$$v_{ск} = \Omega Mm = \Omega r_m. \quad (4.16)$$

Из формулы (4.16) видно, что скорость поперечного скольжения контактирующих с забоем зубьев тем больше, чем на большее расстояние от мгновенной оси вращения шарошки они удалены. На участке образующей, расположенной влево от нескользкой точки N , скольжение будет отрицательное, т.е. направлено против направления вращения долота. На участке, расположенном правее точки N , скольжение положительное, направленное в сторону вращения долота. В первом случае будет работать на скалывание породы задняя грань шарошки, во втором — передняя.

Отношение скорости скольжения к скорости вращения долота определяет способность долота разрушать породу скалыванием:

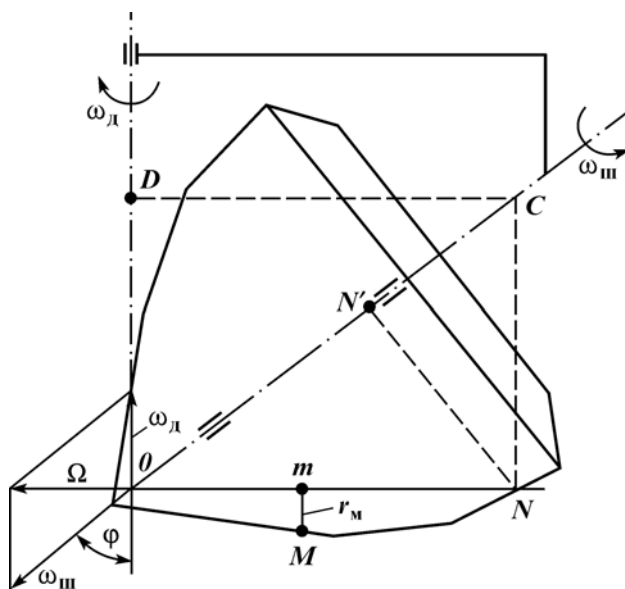


Рис. 4.11. Схема движения гладкой многоконусной шарошки на забое

$$v_{ск}/v_A = \mu_{ск}, \quad (4.17)$$

где $\mu_{ск}$ — степень скальвания.

Отношение скорости качения шарошки относительно забоя к переносной скорости (скорости вращения долота) определяет способность долота разрушать породу дроблением:

$$v_{ш}/v_A = \mu_{др}, \quad (4.18)$$

где $\mu_{др}$ — степень дробления.

В реальных условиях работа шарошечного долота также зависит от формы деформируемого забоя.

СКОЛЬЖЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАБОЯ ШАРОШЕК СО СМЕЩЕННОЙ ОСЬЮ

Движение шарошки со смещенной в плане осью вращения происходит по радиусу, равному расстоянию от оси долота до наиболее удаленной точки шарошки B (рис. 4.12). Смещение осей повышает скольжение зубьев по забоям и создает эффект скальвания породы по всей поверхности забоя.

Видно, что переносная скорость любой точки M на контактирующей с забоем образующей направлена по ходу вращения и перпендикулярна к радиусу вращения этой точки около центра O , т.е. оси вращения долота. Относительная скорость $\bar{v}_{ш}$ точки M направлена по ходу вращения шарошки, перпендикулярно к ее оси вращения. Абсолютная скорость точки M составляет разность ее скоростей в относительном движении (вращение шарошки) и переносном (вращение долота) и направлена перпендикулярно к образующей шарошки.

Для определения скорости скольжения надо разложить переносную скорость \bar{v}_A на две составляющие: \bar{v}'_A , направление которой совпадает с направлением относительной скорости, и \bar{v}''_A , имеющую направление образующей. Произведя сложение относительной скорости $\bar{v}_{ш}$ и поперечной составляющей переносной скорости \bar{v}'_A , получим направление и значение поперечной составляющей скорости скольжения данной точки $\bar{v}'_{ск}$. В нашем случае для точки M $\bar{v}_{ш}$ всегда будет меньше, чем \bar{v}'_A , так как поперечная скорость скольжения точки M , представляющая собой окружную скорость вращения вокруг мгновенной оси вращения (условно OM), направлена в сторону движения.

Вектор $\bar{v}_{ск}$, полученный в результате сложения поперечной $\bar{v}'_{ск}$ и продольной $\bar{v}''_A = \bar{v}'_{ск}$ составляющих скоростей скольжения, покажет истинную скорость скольжения рассматриваемой точки.

Видно (см. рис. 4.12), что относительное значение продольной составляющей скорости скольжения $\bar{v}''_{ск}$ при данной скорости вращения долота зависит только от значения смещения осей шарошек k , постоянно для всех точек шарошки и равно

$$v''_A = v_A \sin \theta = M\omega_A \sin \theta = \omega_A k. \quad (4.19)$$

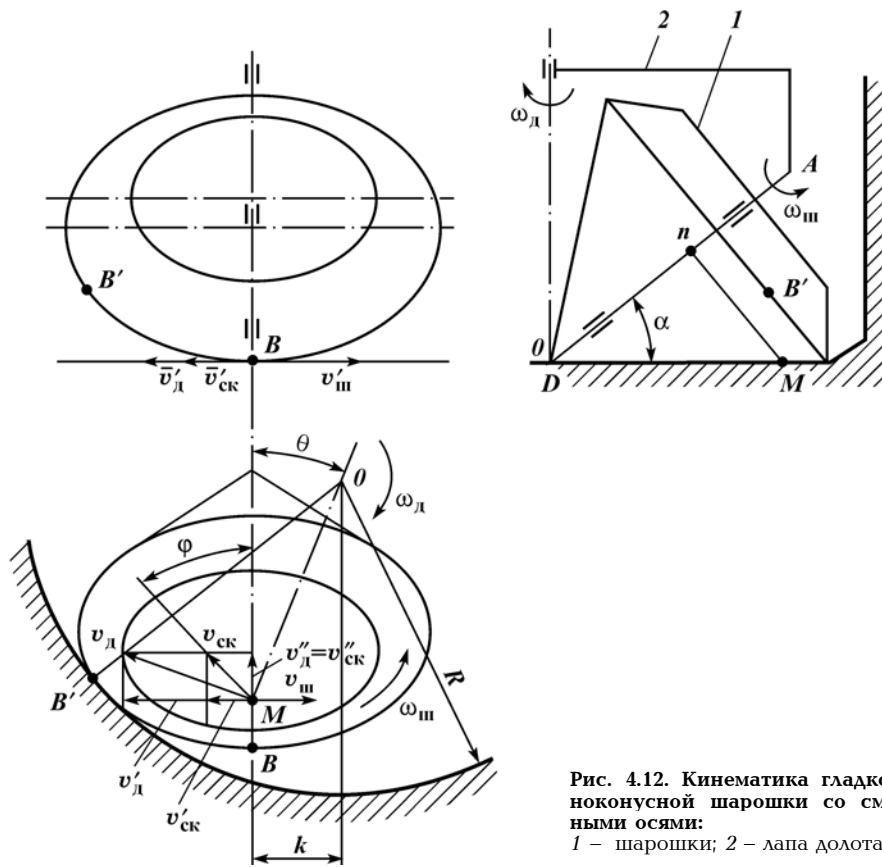


Рис. 4.12. Кинематика гладкой одноконусной шарошки со смещенными осями:
1 – шарошки; 2 – лапа долота

Поперечная составляющая скорости скольжения точки M

$$\bar{v}'_{ск} = \bar{v}'_A + \bar{v}'_{ш} = \omega_A R - \omega_{ш} r. \quad (4.20)$$

Суммарная скорость скольжения точки M по забою определяется по выражению

$$\bar{v}_{ск} = \sqrt{(v'_{ск})^2 + (v''_{ск})^2}. \quad (4.21)$$

При смещении осей шарошки в плане по направлению вращения долота радиальная составляющая скольжения направлена к вершине шарошки, а суммарная скорость скольжения отклоняется в сторону центра забоя скважины. Если $v'_A > v_{ш}$ (см. рис. 4.12), то $v_{ск}$ направлена в сторону переносной скорости. В противном случае $v_{ск}$ направлена в сторону относительной скорости.

Движение шарошки с отрицательным смещением осей приводит к снижению эффективности работы периферийного венца. При этом калибрование скважины производится только за счет фрезерования породы зубьями, находящимися на обратном конусе шарошек. Суммарная нормальная реакция стенки скважины направлена против вращения шарошки.

Отрицательное смещение осей вращения на практике не применяется. У долот с отрицательным смещением осей шарошки скорость продольного скольжения $v_{\text{ск}}'' = v_{\Delta}''$ направлена от вершины конуса шарошки к основанию, что увеличивает осевую силу, действующую на шарошку.

Значение скорости скольжения изменяется по нелинейному закону, увеличиваясь от вершины к основанию; направление зависит от вида смещения осей вращения шарошек. Скорость скольжения у всех долот возрастает с увеличением нагрузки.

СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО

В процессе бурения на шарошечное долото действуют статические и динамические силы. Распределение нагрузок по различным элементам шарошечного долота зависит от конструктивных особенностей опор и вооружения шарошки, а также связано с физико-механическими свойствами разбуриваемых пород. Точное определение сил, действующих в различных точках, затруднено, поэтому ниже дается приближенный метод их определения.

На рис. 4.13 дана схема одноконусной шарошки. На шарошку действуют сосредоточенные силы: осевое усилие подачи Q , вызывающее вдавливание зубьев шарошки в породу, и окружная сила P , создающая вращательное движение, в процессе которого происходит скалывание породы. Эти усилия передаются шарошке через ее опоры цапфой долота.

Крутящий момент, действующий при вращении долота, можно представить следующим выражением

$$M_{\Delta} = 3Pa, \quad (4.22)$$

где P – движущая сила, приложенная к цапфе лапы долота; a – расстояние от оси долота до точки приложения силы.

При равномерном движении шарошки из условия равновесия сил активные нагрузки приравниваются силам реакции:

$$P = F; Q = T, \quad (4.23)$$

где F – сила сопротивления перекачиванию шарошек; T – реакция забоя.

Сила сопротивления перекачиванию шарошки может быть определена через осевую нагрузку следующим образом:

$$P = T(f_1 + f_2) + \frac{T}{2}b, \quad (4.24)$$

где f_1 и f_2 – коэффициенты сопротивления качению и скольжению шарошки; b – плечо действия силы реакции, распределенной на два зуба венца шарошки.

В соответствии со схемой, представленной на рис. 4.14, можно записать

$$b = r_{\text{ш}} \sin \frac{\psi}{2}.$$

Тогда

$$P = T \left[(f_1 + f_2) + \frac{r_{\text{ш}}}{2} \sin \frac{\psi}{2} \right]. \quad (4.25)$$

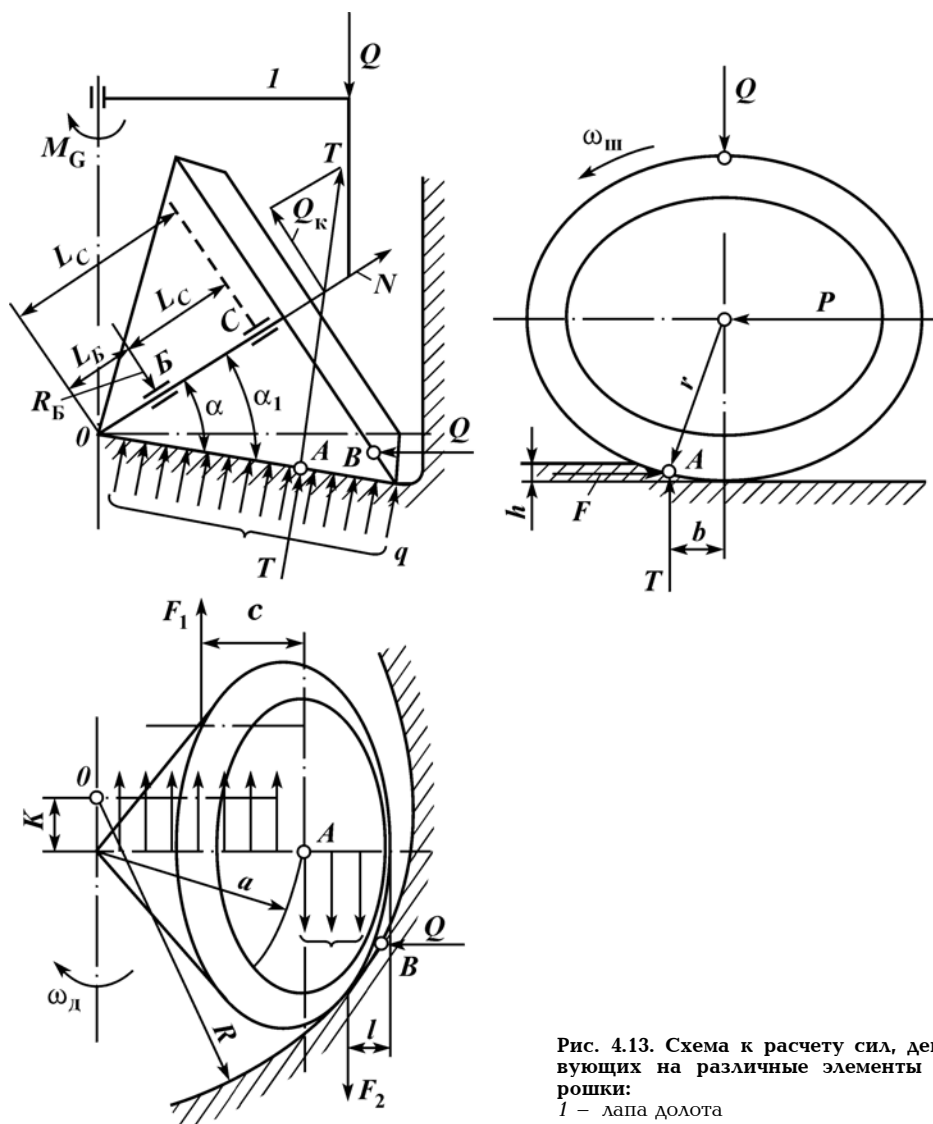


Рис. 4.13. Схема к расчету сил, действующих на различные элементы шарошки:
l – лапа долота

Силы сопротивления скольжению могут быть определены с учетом действия распределенной осевой нагрузки q . Для случая, когда нескальзящей точкой на образующей шарошки является точка A , можно получить следующие выражения

$$F_1 = 2f_1qc; F_2 = 2f_2ql, \quad (4.26)$$

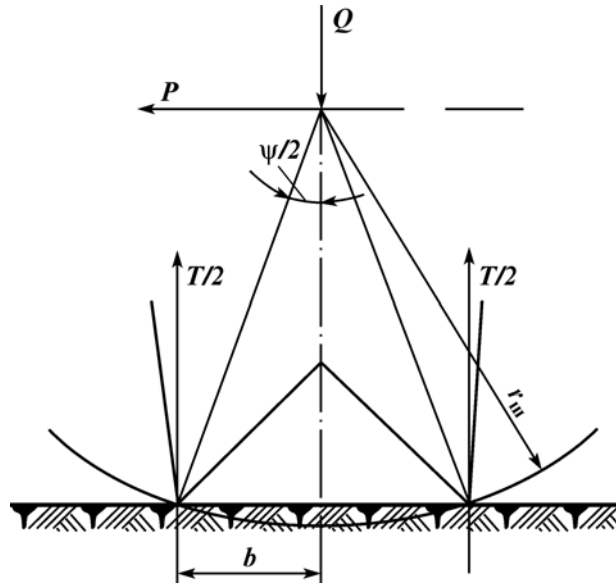
где c, l – расстояние от точки A до сил соответственно F_1 и F_2 ; q – распределенная нагрузка на образующую шарошки.

Для случая равномерного вращения шарошки

$$F_1r_1 = F_2r_2,$$

где r_1, r_2 – соответственно радиусы шарошки в точках приложения сил F_1 и F_2 .

Рис. 4.14. Схема действия сил при опоре шарошки на зубчатые венцы



Из геометрических построений (см. рис. 4.13), видно, что

$$r_1 = \left(\frac{c}{2} + l\right) \sin \alpha;$$

$$r_2 = \frac{l}{2} \sin \alpha.$$

Тогда

$$F_1 = \left(\frac{c}{2} + l\right) \sin \alpha - F_2 \frac{l}{2} \sin \alpha = 0. \quad (4.27)$$

При подстановке в уравнение (4.27) значений F_1 и F_2 из выражения (4.26) с учетом $l \approx R - c$, получают

$$c^2 - 2cR + \frac{R^2}{2} = 0. \quad (4.28)$$

Решение уравнения (4.28) дает возможность определить c и b , а следовательно, точки приложения сил F_1 и F_2 , создающих момент сопротивления проворачиванию шарошек вокруг точки A в горизонтальной плоскости.

Нормальное усилие, действующее на цапфу со стороны забоя,

$$Q = T \cos \alpha. \quad (4.29)$$

Осевая составляющая нагрузки

$$N = T \sin \alpha. \quad (4.30)$$

При калибровании ствола скважины на тыльную часть шарошки действует сила реакции G со стороны стенки скважины, которая направлена вдоль оси шарошки на расстоянии r_m от ее оси и создает момент M_G , стремящийся повернуть шарошку в вертикальной плоскости:

$$M_G = Gr_m \cos \alpha. \quad (4.31)$$

Значение реакций опор B и C (см. рис. 4.13) определяется с учетом действия эквивалентной нагрузки:

$$R'_B = mR_B, \quad R''_C = mR_C, \quad (4.32)$$

где R_B, R_C — реакции опор при приложении нагрузки T в точке A ; m — коэффициент эквивалентности, учитывающий смещение точки A в зависимо-

сти от приложения нагрузки. Перекатывание венца шарошки создает ударное действие зубьев по породе забоя. Динамическая составляющая осевой нагрузки на долото определяют по формуле

$$Q_A = aF, \quad (4.33)$$

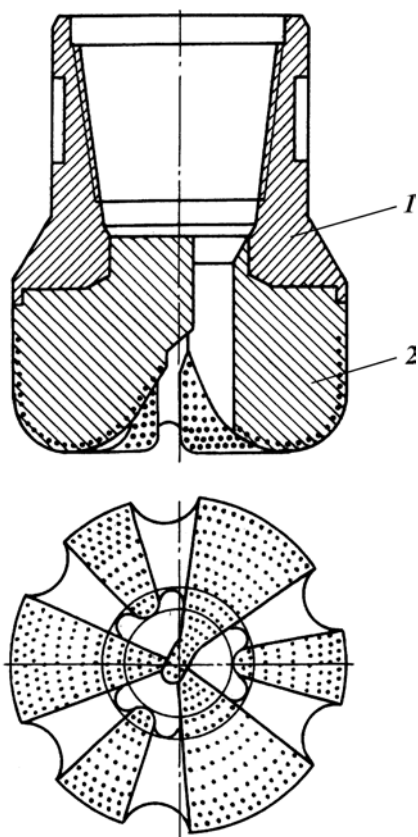
где a — коэффициент, зависящий от статической нагрузки;

$$F = n_A z i / 60. \quad (4.34)$$

4.3. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Алмазные долота, применяемые для бурения скважин сплошным забоем, представляют собой цельный стальной корпус 1 с соединительной конической резьбой, к которому прикрепляется фасонная алмазонасыщающая головка-матрица 2 (рис. 4.15). По характеру закрепления и размещения алмазов в матрице различают долота одно-, многослойные и импрегнированные (с объемным размещением мелких алмазов в теле матрицы).

По форме торца алмазные долота разделяются на плоские, выпуклые, вогнутые, выпукло-вогнутые, выпукло-конусные, двоякоконусные, ступенчато-конусные, комбинированные. В свою очередь, выпуклые и выпукло-вогнутые долота могут быть сферическими или грушевидными. Профиль долота должен соответствовать форме естественного износа. При бурении абразивных пород этой форме соответствует профиль выпукло-конусных долот. Поэтому эта форма получила наибольшее распространение.



Современные конструкции алмазных долот имеют обратный конус в центральной части с углом при вершине от 55 до 120°. Конусный керн, образующийся при бурении, разрушается от вибрации и выносятся через промывочные канавки. Однако при бурении крепких пород зависание долота на керне приводит к разрушению центра долота, так как резание породы в центральной части забоя практически отсутствует.

Периферийная часть алмазного долота представляет собой сферическую поверхность, переходящую по мере удаления от торца в цилиндрическую. Цилиндрическая часть производит калибровку стенок скважины. Диаметр алмазных долот на 1,5–2,5 мм меньше диамет-

Рис. 4.15. Алмазное долото

ра шарошечных и лопастных долот тех же номинальных размеров. Это объясняется тем, что при бурении шарошечными долотами на стенках скважины образуются спиралевидные выступы, уменьшающие проходное сечение скважины.

Алмазные долота различаются также по форме промывочных каналов. Известны долота с центральной или торцевой промывкой; с сужающимися и расширяющимися промывочными каналами; радиальными, касательными и спиральными промывочными каналами. Форма промывочных каналов и их сечение выполняются так, чтобы обеспечить хорошее удаление частиц выбуренной породы, охлаждение и очистку рабочей части головки долота. Наиболее современными, с точки зрения охлаждения алмазов, являются долота со ступенчатой поверхностью и радиальными сужающимися каналами.

По расположению алмазов на рабочей поверхности различают долота с радиальной, шахматной, концентрической, спиральной схемами размещения. Выбор схемы размещения определяется механическими свойствами породы, системой промывки, размерами, формой и сортностью алмазов.

Рабочая поверхность долота оснащается алмазами различных размеров. Размеры их для калибрующей части 0,1–0,25 карата¹; для торцевых поверхностей 0,2–0,34 карата; для конусных поверхностей 0,1–0,25 карата. Количество зерен алмазов, устанавливаемых на поверхности долота диаметром 140 мм, составляет 1000–1100; в долотах диаметром 212 мм – до 2000. На одно долото расходуется от 200 до 700 карат алмазов.

Алмаз является самым твердым из всех известных минералов и искусственных веществ. Непревзойденная твердость и высокая износостойкость обусловили его широкое применение в технике. По химическому составу алмаз является чистым углеродом. Плотность его колеблется от 3470 до 3540 кг/м³. Алмаз довольно хрупок. При высоких температурах (2000–3000 °С) алмаз без доступа кислорода превращается в графит. В воздухе алмаз сгорает при температуре 850–1000 °С.

Алмазы в первую очередь разделяются на ювелирные и технические. В природе значительно чаще встречаются агрегатные разновидности алмазов: борт, карбонадо, баллас, конго. В бурении обычно применяют агрегатные разновидности алмазов.

Карбонадо, тонкозернистые плотные агрегаты буровато-черного цвета, имеют наибольшую прочность и встречаются очень редко. С точки зрения использования в бурении они стоят на первом месте. На втором месте стоят бесцветные и желтоватые балласы, имеющие большую крепость благодаря наружной твердой оболочке толщиной около 1 мм. Третье место занимает борт, обладающий небольшой крепостью вследствие трещиноватости кристаллов. В настоящее время борт – основное сырье для изготовления буровых долот, так как он встречается часто и имеет невысокую цену, идет в основном на изготовление абразивного сырья.

Используется три способа изготовления алмазных долот: чеканка крупных алмазов, заливка и метод порошковой металлургии.

Чеканка является старейшим способом изготовления кольцевых коронок и представляет собой ручное закрепление алмазов в заранее приготовленные гнезда в металлической основе. Чеканка малопроизводительна и в настоящее время используется редко.

¹ Один карат равен по массе 0,2 г.

Способ заливки заключается в том, что в угольную или графитовую форму по определенной схеме раскладываются алмазы, а затем форму заливают легкоплавким сплавом. Отлитое кольцо-матрица припаивается к готовому корпусу долота или непосредственно при его литье. Недостатком способа является низкое качество матриц.

Способ порошковой металлургии – наиболее прогрессивный. Изготовление алмазных долот по этому способу сводится к следующим операциям.

Готовят смесь порошков-шихты, раскладывают алмазы в разборную пресс-форму, засыпают шихту в пресс-форму, прессуют шихту, спекают матрицу, обрабатывают долото.

Для изготовления шихты в качестве основного материала обычно используется карбид вольфрама (90–95 %), а связывающим металлом является кобальт (5–20 %). В качестве основного металла используются также порошковый вольфрам, ферромолибден, никель. Связывающими материалами могут быть сплавы меди и цинка в различных соотношениях.

Раскладка алмазов в пресс-форму проводится вручную с помощью пинцета или вакуумного карандаша по определенной схеме. Выбор схемы раскладки зависит от конструктивных особенностей алмазного долота.

После засыпки шихты в пресс-форму и прессования долото помещают в электрическую печь и разогревают до определенной температуры в водородной среде в зависимости от состава матрицы. Обычно температура спекания 650–1300 °С, выдержка 1–2 ч.

После остывания долото подвергается механической обработке: обтачивают корпус, нарезают резьбу, изготавливают промывочные каналы. Иногда рабочая поверхность алмазных долот обрабатывается пескоструйным аппаратом для получения нужного оголения алмазов. Абсолютное значение оголения находится в пределах 0,1–0,75 мм.

Корпус алмазного долота изготавливают из конструкционной углеродистой или хромистой стали марки 40Х с содержанием углерода 0,35–0,4 %.

4.4. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

Лопастные долота могут быть режущего и истирающе-режущего типов.

РЕЖУЩИЕ ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

Лопастные долота режущего типа выпускаются двух основных видов: двухлопастные 2Л и трехлопастные 3Л.

Лопастное долото состоит из стального штампованного или литого корпуса с конической присоединительной резьбой и лопастей, отштампованных или отлитых вместе с корпусом, присоединенных или приваренных к нему (рис. 4.16). Лопастные выполняются со скосом боковых граней под углом 3–5°, направленным в сторону, противоположную вращению. В зависимости от твердости пород лопасти заправляются под различными уг-

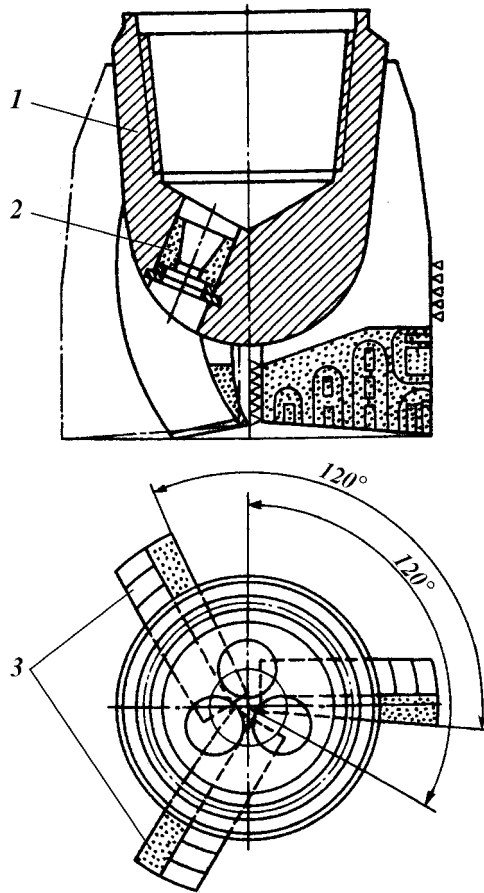
Рис. 4.16. Лопастное долото:
1 – корпус; 2 – насадка; 3 – лопасти

лами, отличающимися формой передней грани, ее наклоном относительно плоскости, перпендикулярной к оси долота. Угол наклона грани относительно этой плоскости называется углом резания. В центре долота делается вырез для улучшения его работы, так как разрушение породы в этой зоне затруднено.

Корпус и лопасти долота выполняются из среднеуглеродистых нелегированных или малолегированных конструкционных сталей. Передняя и боковая грани лопастей для увеличения стойкости армируются твердым сплавом. После приварки лопастей к корпусу на передней и боковой гранях ее вырезают канавки, дно которых наплавляется крупной зернистого твердого сплава – релит. В армированные пазы укладываются твердосплавные пластины. Для этого применяют твердый сплав на основе карбида вольфрама типа ВК8. Затем поверхности лопасти и пластины твердого сплава заплавляют чугунным припоем с крупной твердого сплава с помощью ацетиленокислородного пламени. Для снятия напряжений после сварки и наплавки долото подвергают нормализации. После этого на корпусе долота нарезают присоединительную резьбу, производят подгонку размера по диаметру и заправку лезвий долота в соответствии с назначением.

Трехлопастные долота типа 3ЛГ диаметром от 118 до 445 мм имеют три промывочных канала, в которые могут быть установлены гидромониторные насадки. Двухлопастные долота типа 2Л выпускают диаметром от 76 до 161 мм. Для упрощения изготовления и удобства при эксплуатации лопастные долота 3Л и 2Л нескольких размеров изготавливают с одинаковым корпусом.

Разновидностью лопастных долот являются долота типа РХ (рыбий хвост), изготавливаемые больших диаметров (от 490 до 640 мм) по требованию заказчика для бурения мягких и средних пород. Долото типа РХ представляет собой поковку из стали марки 40. Верхняя часть долота снабжена замковой резьбой для присоединения к колонне бурильных труб. В нижней части долото имеет форму лезвия, заправленного в виде рыбьего хвоста. Лопасти долота армируются твердым сплавом.



Долото типа РХ поддается реставрации по мере износа рабочего лезвия и поэтому используется многократно.

ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩИЕ ДОЛОТА

Долота истирающе-режущего действия предназначены для бурения вязких, мягких и средних по твердости пород с абразивными пропластками.

Долото типа ИР (рис. 4.17) состоит из корпуса 1, приваренных к нему шести лопастей, из которых три нижние — 2, 8 и 9 имеют нормальную высоту и три верхние 5, 6, 7 — укороченную. Режущие кромки лопастей армированы цилиндрическими зубками из твердого сплава типа ВК8. Промежутки между штырями и передняя грань всех лопастей армируются зернистым твердым сплавом — релит. Боковые грани лопастей, калибрующие стенки скважины, также армируются твердосплавными штырями и слоем релита.

Промывочная жидкость на забой поступает через минералокерамические насадки 4, вставляемые в дно корпуса долота. Насадки крепятся в корпусе при помощи пружинных колец, которые удерживают их от выпадения в корпус при транспортировке. Насадки герметизируются резиновыми кольцами 3.

Долота типа ИР (с обычной промывкой) и типа ИРГ (с гидромониторной промывкой) выпускаются диаметром от 76 до 269 мм. Присоединительные резьбы выполняются шести типоразмеров.

Долота типов ДСГЗЛИР истирающе-режущего и ДСГЗЛР режуще-скалывающего действия обладают преимуществами трехлопастных и долот типа ИР. Поэтому при бурении роторным способом перемежающихся мягких и средней твердости пород они показали лучшие результаты по сравнению с шарошечными долотами.

Отличительной особенностью долот типов ДСГЗЛИР и ДСГЗЛР является то, что они снабжены тремя лопастями, имеющими три или четыре

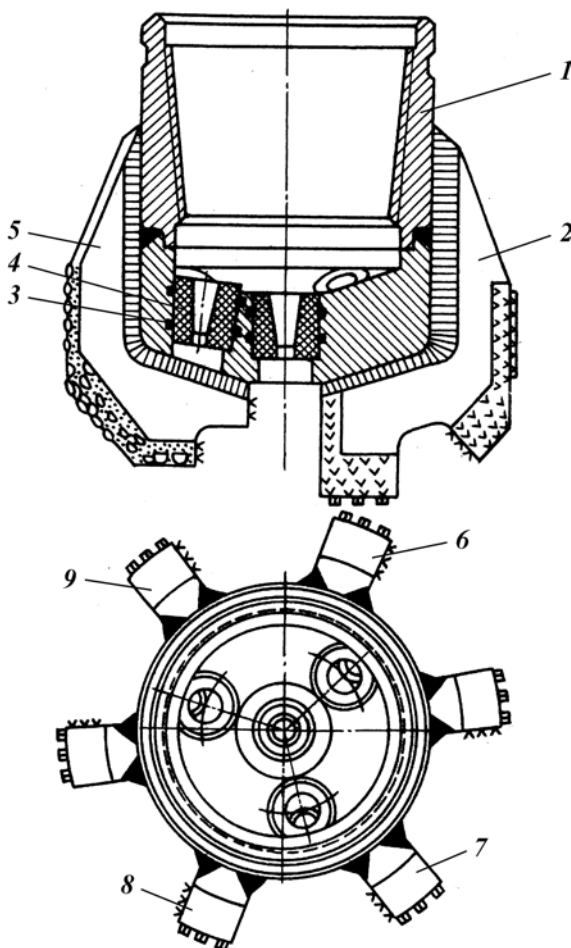


Рис. 4.17. Долото типа ИР

ступени. Конструктивно эти долота друг от друга отличаются расположением рабочих поверхностей, соотношением диаметров нижних и верхних ступеней, а также схемой армирования лопастей твердым сплавом.

Изготавливаются долота из штампованного корпуса, к которому строго радиально привариваются три лопасти. Профиль лопастей прямоугольный, шириной 12 мм, с задним углом 45°. Такой профиль снижает размер опорной поверхности долота по мере износа лопастей.

Аналогичными по принципу разрушения забоя являются долота типа ИСМ. Эти долота имеют шесть лопастей, расположенных радиально, профиль которых имеет грушевидную форму. Поверхности лопастей армированы твердым сплавом славутич и зернистым твердым сплавом.

Долота типа ИСМ показали хорошие результаты при бурении скважин забойными двигателями в породах средней твердости.

5

ГЛАВА

РАБОТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Бурильная колонна представляет спущенную в скважину сборку из бурильных труб, предназначенную для подачи гидравлической и механической энергии к долоту, создания осевой нагрузки на долото, а также для управления траекторией бурящейся скважины.

Являясь совместно с долотом и забойным двигателем буровым инструментом, бурильная колонна выполняет следующие функции: передает вращение от ротора к долоту; воспринимает от забойных двигателей реактивные моменты; подает к забою промывочный агент; подводит гидравлическую мощность к долоту и погружному гидравлическому двигателю; вдавливают долото в горные породы на забое, действуя своей силой тяжести; обеспечивает замену долота и погружного двигателя посредством транспортирования их к забою или на дневную поверхность; позволяет вести аварийные и другие специальные работы в стволе скважины.

Бурильная колонна (рис. 5.1) включает следующие элементы: бурильные трубы; утяжеленные бурильные трубы; ведущую (рабочую) бурильную трубу; переводники; отклонитель; центраторы, протекторы и другую оснастку.

Ведущая труба 2 соединена верхним концом с вертлюгом при помощи переводника ствола вертлюга и верхнего переводника ведущей трубы 1, а нижним концом – с колонной бурильных труб, спущенных в скважину, при помощи нижнего 3 и предохранительного 4 переводников ведущей трубы. Ведущая труба вращается ротором и через бурильную колонну передает вращение долоту при роторном бурении, а при турбинном – не позволяет при замкнутом столе ротора вращаться бурильной колонне в противоположном направлении под действием реактивного момента погружного двигателя.

Бурильные трубы соединены друг с другом при помощи замков, которые состоят из муфты 5 и ниппеля 6, или муфты.

Нижняя часть бурильной колонны составлена из УБТ 10, которые со-

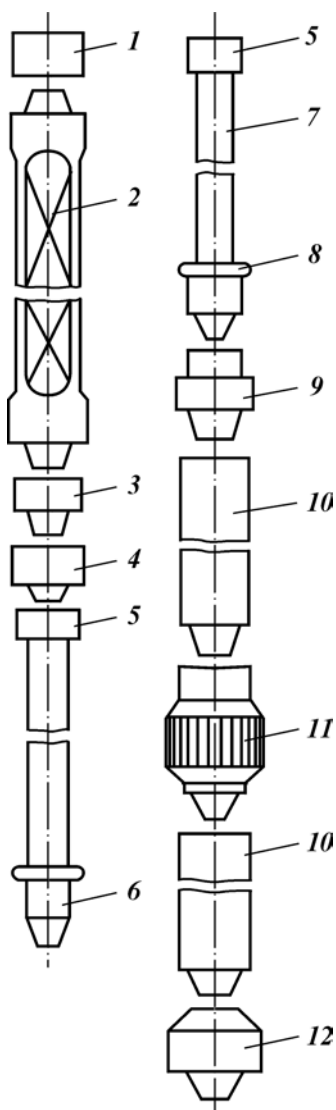


Рис. 5.1. Конструкция бурильной колонны:
 1 – верхний переходник ведущей трубы; 2 – ведущая труба;
 3 – нижний переходник ведущей трубы; 4 – предохранительный переходник ведущей трубы; 5 – муфта замка; 6 – ниппель замка; 7 – бурильные трубы; 8 – протектор; 9 – переходник переходной на УБТ; 10 – УБТ; 11 – центратор; 12 – наддолотный центратор-калибратор

единены друг с другом при помощи замковых резьб, нарезанных в виде ниппеля с одной стороны и в виде муфты – с другой. Посредством переходника нижний конец УБТ соединяется либо непосредственно с долотом, либо с погружным двигателем.

5.1. ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Все элементы бурильной колонны постоянно находятся под действием различных по характеру сил:

- осевой растягивающей нагрузки от собственного веса и перепада давления на долоте и в забойном двигателе;

- осевой сжимающей нагрузки от собственного веса;

- усилия, создающего изгибающий момент при вращении колонны;

- усилия, создающего крутящийся момент, необходимый для вращения долота в процессе бурения;

- усилия реактивного момента забойного двигателя;

- силы от действия гидравлического давления бурового раствора в осевом и радиальном направлениях;

- сил трения о стенки скважины и обсадной колонны;

- осевых нагрузок, возникающих при затяжках и посадках бурильной колонны;

- инерционных сил при спускоподъемных операциях;

- изгибающих усилий в интервалах искривления ствола скважины;

- изгибающих усилий при морском бурении из-за перемещений бурового судна;

- усилий от продольных, поперечных и крутильных колебаний из-за неуравновешенности вращающейся бурильной колонны, неустойчивости работы забойного двигателя и неоднородности разбуриваемых пород.

Характер действующих на бурильную колонну сил переменный как по длине, так и во времени. Поэтому практически задачи о напряжениях целесообразно решать лишь для предельных, наиболее опасных случаев с целью выработки конкретных рекомендаций об ограничивающих критиче-

ских параметрах процессов, гарантирующих безаварийную длительную работу качественной бурильной колонны.

Особенностью работы бурильной колонны является то, что она подобно длинному тонкому стержню, подверженному воздействию продольных, поперечных сил и крутящего момента, теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия.

Каждая из упомянутых выше сил вследствие значительной длины колонны способна вызвать потерю ее устойчивости. В результате нарушается прямолинейная форма равновесия, и устойчивой становится изогнутая форма равновесия бурильной колонны. Центробежные силы вызывают изгиб колонны в форме плоской волнообразной кривой, а крутящий момент придает бурильной колонне форму пространственной спирали. Так, что ось бурильной колонны принимает форму пространственной спирали – изогнутой кривой переменного шага, значение которого возрастает в направлении от забоя к устью скважины.

Действующие на колонну растягивающие осевые силы увеличивают длину полуволны и шаг спирали. Сжимающие осевые силы, наоборот, уменьшают длину полуволны и шаг спирали. Шаг спирали обычно существенно больше длины полуволны, так как крутящий момент незначительно влияет на форму искривления.

Потеря прямолинейной формы равновесия бурильной колонны может привести к значительным ее деформациям, но в условиях скважины значение деформации ограничено стенками скважины, что позволяет вести бурение при искривленной форме равновесия бурильной колонны.

Промысловые материалы убеждают, что соприкосновение изогнутой бурильной колонны со стенками скважины при вращении происходит, как правило, в местах установки замков. Такая форма изгиба объясняется тем, что жесткость замков в несколько раз больше жесткости бурильных труб, и это в значительной степени предопределяет положение мест перегиба оси изогнутой бурильной колонны. Бурильные замки и трубы, соприкасаясь со стенками скважины или обсадной колонны, истираются. В практике бурения отмечается как равномерный, так и односторонний износ замков и труб по наружной поверхности, что может быть объяснено характером вращения колонны в скважине. При вращении изогнутой колонны вокруг оси скважины происходит преимущественно односторонний износ замков и труб. Изгиб колонны в этом случае может быть следствием осевых сжимающих усилий, центробежных сил или крутящего момента. Равномерный износ поверхности замка или трубы происходит при вращении бурильной колонны вокруг собственной оси. Такое вращение возможно при значительном трении колонны о стенку скважины, когда вращение вокруг оси скважины полностью прекращается, а возможность вращения вокруг собственной оси сохраняется.

Вращение изогнутой под действием центробежных сил бурильной колонны вокруг оси скважины не должно приводить к изменению знака напряжения (рис. 5.2). Полуволна abc после поворота колонны на 180° заняла положение $ab'c$ без изменения знака кривизны, а следовательно, и напряжения. Однако такое представление идеализировано. На самом деле при числах оборотов, близких к критическим, которые зависят от длины колонны и формы равновесия, при вращении колонны будут наблюдаться удары труб о стенки скважины с возможным изменением знака их кривизны. По этой же причине могут возникнуть и дополнительные воздейст-

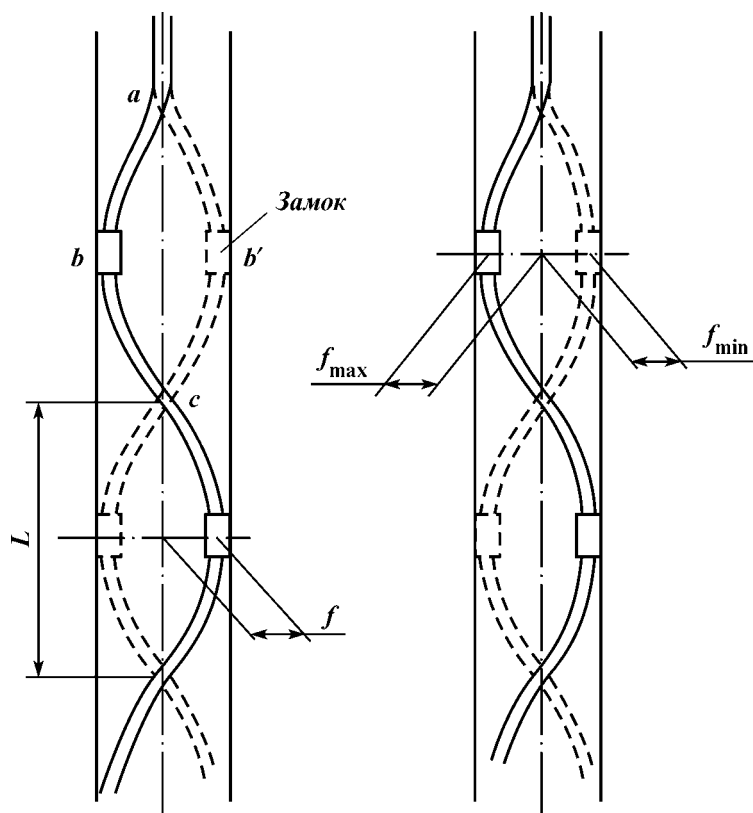


Рис. 5.2. Схема действия на бурильную колонну центробежных сил и крутящего момента

вия на колонну различных импульсов продольных и поперечных колебаний.

Возникновению переменных напряжений в бурильной колонне способствует эксцентричное расположение труб в скважине, так как в этом случае при вращении колонны значение прогиба f полуволны, возникшей под действием центробежных сил, изменяется от f_{\max} до f_{\min} (см. рис. 5.2). При этом варьируют значения изгибающих напряжений за время одного оборота, что сопровождается ударами труб о стенку скважины с возможным изменением знака их кривизны. Аналогичные явления будут происходить, если в колонне имеется кривой элемент или резьбы труб несоосны. При значительном трении труб о стенки скважины может происходить их качение по стенке, сопровождающееся знакопеременным изгибом.

Если бурильная колонна вращается вокруг собственной оси, то имеют место знакопеременные изгибающие напряжения.

Реальная форма изгиба бурильной колонны достаточно сложная и изменяется для различных ее участков в зависимости от скорости вращения, действующих сил, расположения в скважине и т.д. Очевидно, что форма изгиба будет та, которая требует наименьшей затраты энергии.

При определенных условиях, когда частота собственных колебаний бурильной колонны совпадает с частотой колебаний возмущающих сил, зависящих от типа долота, скорости его вращения, осевой нагрузки, пуль-

сации потока бурового промывочного раствора и других факторов, может возникнуть явление резонанса.

Использование в нижней части колонны УБТ разгружает ее от осевых сжимающих сил, однако это не исключает наибольшего изгиба бурильной колонны выше УБТ.

Характер нагрузок на бурильную колонну изменяется по глубине: вблизи устья действуют главным образом постоянные, а в призабойной зоне преобладают переменные нагрузки. Они зависят также от способа бурения: при турбинном бурении вследствие неподвижности бурильной колонны отсутствуют переменные напряжения изгиба, которые обычно являются причиной усталостных поломок труб и замков в роторном бурении, а при роторном бурении с увеличением глубины скважины возрастают потери мощности на холостое вращение и крутящий момент, необходимый для вращения колонны. С ростом длины колонны возрастает ее инерционность. Сопротивление разрушаемой на забое породы долоту может преодолеваться не только крутящим моментом от ротора, но и благодаря кинетической энергии самой бурильной колонны. При внезапной остановке долота кинетическая энергия колонны переходит в потенциальную энергию закрученной пружины, что может вызвать значительное увеличение касательных напряжений, особенно в нижних трубах колонны. Когда же совместным действием ротора и пружины-колонны преодолевается заклинивание долота, то происходит обратный процесс перехода потенциальной энергии в кинетическую, что может вызвать в бурильной колонне колебательные явления. Инерционный эффект вала турбобура в турбинном бурении незначительный, так что бурильная колонна находится в более благоприятных рабочих условиях. Это отражает и статистика бурения скважин: при роторном бурении замки, бурильные трубы и обсадные колонны изнашиваются в значительно большей степени, чем при турбинном.

5.2. УСТОЙЧИВОСТЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Подверженная воздействию различных усилий бурильная колонна в процессе работы теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия. Неустойчивой называется такая форма равновесия, когда при малом отклонении от положения равновесия, система, представленная самой себе, не возвращается в исходное положение силами упругости.

Потеря устойчивости наступает тогда, когда нагрузки, действующие на колонну, достигают критических значений. Для определения критической нагрузки достаточно найти нагрузку, при которой система не возвращается в исходное положение при сколько угодно малом, но конечном отклонении от этого положения.

Если на систему действует нагрузка, превышающая критическую, то возникают значительные деформации и в ряде случаев система переходит из исходной формы равновесия в новую изогнутую форму устойчивого равновесия, соответствующую минимуму потенциальной энергии системы. Если отклонить систему от положения устойчивого равновесия, то для поддержания ее потребуется дополнительная энергия.

Для определения значения критических нагрузок упругих систем,

материал которых следует закону Гука, существует ряд методов, из которых наибольшее распространение получили два: метод интегрирования дифференциальных уравнений нейтрального равновесия и энергетический метод.

При первом методе применительно к бурильной колонне составляют уравнение упругой линии стержня, получившего малое отклонение от положения равновесия, и определяют граничные условия, при которых это отклонение возможно. Интегрированием дифференциального уравнения упругой линии и подчинением общего интеграла граничным условиям вычисляют наименьшую критическую нагрузку.

При втором методе уравнения равновесия составляют не в дифференциальной форме, а в форме вариационных уравнений на основании начала возможных перемещений. Одной из разновидностей этого метода является приближенный метод, разработанный С.И. Тимошенко. Критические нагрузки этим методом определяются сравнением потенциальной энергии изогнутого стержня с работой внешних сил. Если потенциальная энергия изогнутого стержня меньше работы внешних сил, то устойчивой будет изогнутая форма. Так как при равенстве обеих энергий будет безразличное равновесие, то с учетом этого равенства определяют критическую силу.

Чтобы вычислить потенциальную энергию деформированного стержня и определить работу внешних сил, необходимо знать уравнение упругой линии. Поэтому согласно указанному методу следует предварительно выбрать такое уравнение, которое удовлетворяло бы граничным условиям.

Решения энергетическим методом обычно мало отличаются от точных решений, что объясняется незначительным искривлением стержней в рассматриваемых случаях. Если выбранное уравнение упругой линии в точности соответствует уравнению, полученному методом интегрирования, то результаты по двум методам будут одинаковыми.

В общем случае следует рассмотреть устойчивость длинного тонкого весомого стержня, подверженного одновременно воздействию осевых, центростремительных, скручивающих и гидравлических сил. Кроме указанных сил, на устойчивость колонны будут влиять силы трения, кривизна скважины, наличие бурильных замков и другие факторы.

Чтобы упростить задачу, А.Е. Сароян рассмотрел устойчивость длинного стержня в вертикальной скважине, находящегося под действием каждой из указанной выше сил, а также в различном их сочетании.

Такой подход к решению задачи устойчивости бурильной колонны позволил рассмотреть разные случаи работы колонны в скважине. Так, например, исследование продольной устойчивости под действием осевых сил позволяет представить работу низа бурильной колонны, создающего нагрузку на долото.

Одновременное воздействие осевых сил и крутящего момента на устойчивость бурильной колонны может в основном характеризовать устойчивость бурильной колонны в турбинном бурении и при работе электробуром. В этом случае в нижней части колонны будут действовать осевые сжимающие силы и крутящий (реактивный) момент забойного двигателя, а в остальной части колонны осевые растягивающие силы и крутящий (реактивный) момент.

Влияние момента на устойчивость колонны будет снижаться с уменьшением его значения, т.е. в направлении от забоя к устью.

При вращении колонны теоретическое рассмотрение задачи устойчи-

ности бурильной колонны при одновременном воздействии центробежных, осевых сил и крутящего момента значительно усложняется. Поэтому для упрощения задачи обычно рассматривается искривление колонны не в пространстве, а в плоскости от действия центробежных и осевых сил. Что касается крутящегося момента, приводящего во вращение колонну и придающего в основном плоскоизогнутой колонне форму пространственной спирали большого шага, то его влиянием пренебрегают. Это допустимо, так как искривление колонны от центробежных и осевых сил имеет большее влияние на работу колонны, чем искривление от крутящего момента.

На устойчивость колонны влияют также гидростатические силы, к которым относятся внутреннее давление в бурильной колонне и внешнее давление, создаваемое столбом промывочной жидкости. Рассмотрение вопросов, связанных с влиянием гидростатических сил и скорости движения промывочной жидкости на устойчивость колонн, позволяет выявить возможные искривления бурильных колонн в процессе спускоподъемных операций, прокачивания промывочной жидкости и др.

УСТОЙЧИВОСТЬ В ОБЩЕМ СЛУЧАЕ НАГРУЖЕНИЯ

Для общего случая нагружения критическая нагрузка от собственного веса с учетом перепада давления и скорости движения бурового раствора

$$P_{кр} = (1,94 - 3,55) \sqrt[3]{EI [(q - q_{ж})g - \Delta_T F_B - \Delta_K F_H]^2} - p_0 F_0 - \gamma_{ж} (F_B v_B^2 + F_K v_K^2), \quad (5.1)$$

где E — модуль упругости материала, Па; I — момент инерции сечения, m^4 ; q , $q_{ж}$ — масса соответственно трубы и жидкости в расчете на единицу глубины скважины, кг/м; g — ускорение силы тяжести, m/s^2 ; Δ_T , Δ_K — потери давления жидкости на единицу длины колонны соответственно в трубах и кольцевом пространстве, Па/м; F_H , F_B — площадь трубы соответственно по наружному и внутреннему диаметрам, m^2 ; p_0 — перепад давления в долоте, Па; F_0 — площадь проходного отверстия, m^2 ; v_B , v_K — скорость жидкости соответственно в трубах и кольцевом пространстве, м/с; $\gamma_{ж}$ — плотность жидкости; F_K — площадь сечения кольцевого зазора, m^2 .

Критическая частота вращения колонны для общего случая нагружения

$$n_{кр} = \frac{30m}{l} \sqrt{\left(\frac{m^2 \pi^2 EI}{l^2} \pm P - P_0 \pm 0,5qlg \right) \frac{l}{q_T}},$$

где l — длина колонны, м; EI — жесткость сечения трубы, $H \cdot m^2$; q_T — вес 1 м труб, Н/м;

$$P_0 = p_0 F_0 + [(\gamma_{ж} g + \Delta_K) F_H - (\gamma_{ж} g - \Delta_T) F_B] \frac{l}{2} + \gamma_{ж} (F_B v_B^2 + F_K v_K^2);$$

m	1,98	1,99	2,02	2,07	2,22	2,32	2,34
$n_{кр}$	0	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0

Длина (в м) полуволны изогнутой колонны при вращении

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5A + \sqrt{0,25A^2 + \frac{EI\omega^2}{10^2 q}}}, \quad (5.2)$$

где ω – угловая скорость, c^{-1} ;

$$A = z - \frac{\gamma_{ж}}{10q} (F_{в} v_{в}^2 + F_{к} v_{к}^2) - \frac{p_0 F_0}{10q} - \left[\left(\gamma_{ж} g + \frac{p_{к}}{l} \right) F_{н} - \left(\gamma_{ж} g - \frac{p_{т}}{l} \right) F_{в} \right] \frac{l_0 + z}{10q};$$

z – координата того места колонны, где определяется длина полувоины (для растянутой части значение z следует принимать положительным, для сжатой – отрицательным), м; $\gamma_{ж}$ – плотность жидкости, $кг/м^3$; $p_{к}$, $p_{т}$ – потери давления соответственно в колонне и затрубном пространстве, Па; q – масса 1 м трубы, $кг/м$; l_0 – длина сжатой колонны, м.

С ростом скорости движения и давления бурового раствора длина полувоины уменьшается.

Разность в длинах полувоин, определенных по формуле (5.2), увеличивается с приближением к устью скважины.

5.3. НАПРЯЖЕНИЯ И НАГРУЗКИ В ТРУБАХ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

РАСТЯЖЕНИЕ И СЖАТИЕ

Статические напряжения. В вертикальной скважине осевые σ (в $Н/м^2$) напряжения в подвешенной в жидкости колонне определяются из выражения

$$\sigma = \frac{g(Q_{т} + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) + Q_{б} g \left(\frac{l_x}{l_б} - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right)}{F}, \quad (5.3)$$

где $Q_{т}$ – масса УБТ, $кг$; $Q_{б}$ – масса бурильных труб в колонне, $кг$; G – масса долота и забойного двигателя, $кг$; $\gamma_{ж}$ – средняя плотность бурового раствора, $кг/м^3$; γ – плотность материала труб, $кг/м^3$; l_x – расстояние от начала бурильной колонны (без УБТ) до рассматриваемого сечения, м; $l_б$ – длина бурильных труб (без УБТ), м; F – площадь сечения труб, $м^2$.

Из (5.3) следует, что при $l_x/l_б < \gamma_{ж}/\gamma$ в нижней части бурильной колонны будет сжатый участок. Наличие УБТ существенно уменьшает сжимающие напряжения в бурильных трубах.

Наибольшие растягивающие напряжения действуют у устья ($l_x = l_б$). С достаточной для практических расчетов точностью наибольшие растягивающие напряжения для колонны в вертикальной скважине определяются из выражений:

для колонны в подвешенном состоянии при отсутствии движения раствора

$$\sigma_p = \frac{(Q_{б} + Q_{т} + G)g(1 - \gamma_{ж}/\gamma)}{F}, \quad (5.4)$$

для колонны в подвешенном состоянии в процессе движения бурового раствора

$$\sigma_p = \frac{(Q_{б} + Q_{т} + G) \left[1 - \frac{1}{g\gamma} \left(g\gamma_{ж} + \frac{\Delta_{к} + \Delta_{т}}{F} \right) F_{н} \right] g + p_{н}(F_{н} - F_{т}) + (F_{т} - F_0)p_0}{F}, \quad (5.5)$$

где Δ_T , Δ_K – потери давления соответственно в трубах и кольцевом пространстве на длине 1 м, Па/м; F_{II} – площадь проходного канала трубы, м²; p_{II} – перепад давления на турбобуре, Па; F_T – площадь канала вала турбобура, м²; F_0 – суммарная площадь промывочных отверстий долота, м; p_0 – перепад давления в долоте, Па.

С учетом упрощения выражения (5.5) σ_p (в Па) определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{F} = \frac{k(Q_6 + Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) g + (p_{II} + p_0) F_{II}}{F}, \quad (5.6)$$

где k – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции, принимаемый равным 1,15.

Приближенно величина σ_p (в Па) может быть определена из формулы

$$\sigma_p = 1,15k_0(\gamma - \gamma_{ж})lg, \quad (5.7)$$

где k_0 – коэффициент, учитывающий влияние бурильных замков и высаженных концов труб (для стальных труб $k_0 \approx 1,1$); l – вся длина бурильной колонны.

Если колонна составлена из труб с разными материалами (легкосплавные и стальные), то σ_p (в Па) определяется по формуле

$$\sigma_p = \frac{k(Q_T + Q_6 + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_c}\right) g + kQ_a \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_a}\right) g + (p_{II} + p_0) F_{II}}{F}, \quad (5.8)$$

где γ_c – плотность стали, кг/м³; γ_a – плотность алюминиевого сплава, кг/м³; Q_a – масса труб из алюминиевых сплавов, кг.

Наибольшее сжимающее напряжение в подвешенной колонне будет при отсутствии перепада давления в сечении $l_x = 0$ при условии $(Q_T + G)(1 - \gamma_{ж}/\gamma) < Q_6(\gamma_{ж}/\gamma)$. В процессе бурения часть веса колонны передается на забой, растягивающие напряжения уменьшаются, а сжимающие увеличиваются. Тогда наибольшие сжимающие напряжения (при условии соблюдения указанного выше неравенства)

$$\sigma_c = \frac{ag \left[(Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - Q_6 \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right] - Q_A}{F}, \quad (5.9)$$

где a – коэффициент, учитывающий уменьшение эффекта облегчения веса бурильной колонны в растворе при соприкосновении долота с забоем за счет площади контакта долота ($a < 1$); Q_A – осевая нагрузка на долото, Н.

Наибольшее растягивающее напряжение (в Па) в бурильной колонне в наклонно направленной скважине определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{k(gP_B + P_{II} + P_{II} + P_T) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) + F_{II}(p_{II} + p_0)}{F}, \quad (5.10)$$

где P_B – масса вертикального участка колонны, кг; P_{II} – усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на прямолинейных на-

клонных участках скважины, Н; $P_{и}$ – усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на участках увеличения или уменьшения угла наклона скважины, Н; $P_{т}$ – усилие, создаваемое в колонне утяжеленными бурильными трубами и забойным двигателем на нижнем прямолинейном участке скважины, Н.

$$P_{н} = \sum_i^m Q_{иi} g (\mu_i \sin \alpha_i + \cos \alpha_i), \quad (5.11)$$

где $Q_{иi}$ – масса i -го наклонного участка бурильной колонны; μ_i – коэффициент трения труб о породу ($\mu = 0,15 \div 0,35$); α – угол наклона скважины на рассматриваемом участке (для вертикального участка $\alpha = 0$); m – число наклонных участков.

$$P_{и} = \sum_i^n \mu_i \left| \pm 2q_i g R_i (\cos \alpha_{ик} - \cos \alpha_{ин}) - q_i g R_i \Delta \alpha_i \sin \alpha_{ик} \pm \right. \\ \left. \pm P_i \Delta \alpha_i + \sum_j q_j g R_j (\sin \alpha_{ик} - \sin \alpha_{ин}) \right|, \quad (5.12)$$

где q_i – масса 1 м колонны на рассматриваемом участке, кг/м; R_i – радиус кривизны участка, м;

$$\Delta \alpha_i = |\alpha_{ик} - \alpha_{ин}|, \quad (5.13)$$

$\alpha_{ин}$, $\alpha_{ик}$ – углы наклона соответственно в начале и конце участка; P_i – усилие натяжения колонны в конце рассматриваемого участка, Н; n – число искривленных участков.

В формуле (5.12) при уменьшении угла наклона скважины принимают знак плюс, при увеличении – минус. В расчетах учитываются абсолютные значения $\Delta \alpha_i$ и слагаемые выражения (5.12).

$$P_{т} = g(Q_{т} + G)(\mu_{п} \sin \alpha_{п} - \cos \alpha_{п}), \quad (5.14)$$

где $\mu_{п}$, $\alpha_{п}$ – соответственно коэффициент трения и угол наклона на нижнем прямолинейном участке.

Если на рассматриваемом участке колонна состоит из нескольких секций, то $P_{н}$ и $P_{и}$ определяют для каждой секции, а затем их суммируют. Силы сопротивления колонны для разных случаев рассмотрены М.М. Александровым.

Если $P_{н}$, $P_{и}$, $P_{т}$ меньше собственного веса колонны на рассматриваемых участках, то при расчете по формуле (5.10) эта сумма принимается равной весу бурильной колонны.

Динамические напряжения. В процессе торможения бурильной колонны при спускоподъемных операциях возникают инерционные силы, связанные с изменением скорости движения колонны. Наибольшие напряжения σ у устья скважины с учетом динамических напряжений можно оценить по формуле

$$\sigma = \sigma_{ст} + \frac{E \Delta v}{a} \sqrt{1 + \frac{Q_{т}}{Q_{б}}}, \quad (5.15)$$

где $\sigma_{ст}$ – статическое напряжение в подвешенной колонне, Па; Δv – ускорение движения колонны, м/с²; a – скорость звука в металле, м/с (для стали

$a = 5000$); Q_T – масса утяжеленных труб, кг; Q_6 – масса колонны бурильных труб, кг. В формуле (5.15) $Q_T < Q_6$.

Если колонна движется со скоростью v и конечным ускорением w , то после ее мгновенной остановки наибольшее напряжение можно оценить по формуле

$$\sigma = \sigma_{ст} + \frac{Ev}{a} + \frac{Ewl}{a^2},$$

где l – длина колонны, м.

КРУЧЕНИЕ

Касательные напряжения в трубах действуют по всей длине бурильной колонны. Неравномерная подача энергии и неравномерное ее поглощение колонной приводит к изменению крутящего момента в процессе вращения, что, в свою очередь, влечет за собой ускорение и замедление вращения и, как следствие, возникновение колебаний колонны. На бурильную колонну передаются как постоянные, так и переменные моменты.

Среднее значение крутящего момента

$$M = 9550 \frac{N_B + N_H + N_A}{n}, \quad (5.16)$$

Мощность (в кВт), расходуемая на холостое вращение стальных труб в вертикальной скважине,

$$N_B = 13,5 \cdot 10^{-8} l d^2 n^{1,5} D^{0,5} \gamma_{ж} g, \quad (5.17)$$

где l – длина колонны, м; d – диаметр бурильных труб, м; n – частота вращения колонны, об/мин; D – диаметр скважины, м.

Мощность (в кВт), расходуемая на вращение колонны на изогнутом участке,

$$N_H = \frac{2n}{9550R} \sqrt{EIGI_p}, \quad (5.18)$$

где R – радиус искривления, м; EI – жесткость сечения, Н·м²; G – модуль сдвига, Н/м²; I_p – полярный момент инерции, м⁴.

Мощность (в кВт), расходуемая на разрушение породы (формула предложена фирмой «Юз», США),

$$N_A = 5 \cdot 10^{-6} c n D_A^{0,4} Q^{1,3}, \quad (5.19)$$

где c – коэффициент крепости пород (мягкие 7,8; средние 6,9; твердые 5,5); D_A – диаметр долота, мм; Q – осевая нагрузка на долото, кН.

Касательные напряжения (в Н/м²) в колонне

$$\tau = 9550 \frac{N_B + N_H + N_A}{W_p}, \quad (5.20)$$

где W_p – полярный момент сопротивления сечения трубы, м³.

Для ведущих труб касательные напряжения определяют в зависимости

от формы сечения труб. Для ведущих труб квадратного сечения наибольшие напряжения (в Па) действуют на наружной поверхности трубы в середине квадрата (формула Г.М. Саркисова и Ю.А. Амен-заде)

$$\tau_{\max} = \frac{0,6M_{\text{кр}}}{\left[1 - 0,7\left(\frac{r}{a}\right)^4\right]a^3}, \quad (5.21)$$

где $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, Н·м; r – радиус канала трубы, м; a – половина стороны квадрата, м.

Динамические нагрузки возникают при заклинивании долота и остановке конца бурильной колонны. Примерное значение динамического напряжения (в Н/м²) можно оценить по формуле

$$\tau = 1,2 \cdot 10^7 \omega d, \quad (5.22)$$

где ω – угловая скорость; d – диаметр трубы.

НАПРЯЖЕНИЯ ИЗГИБА

Изгибающие напряжения в бурильных трубах возникают и в вертикальной, и в наклонно направленной скважинах и связаны с вращением колонны, сжатием колонны усилием, превышающим критическое значение, а также с искривлением ствола скважины и искривлением бурильной колонны при бурении с плавучих средств, связанным с перемещением судна и др.

В зависимости от условий работы бурильная колонна может вращаться вокруг собственной оси или вокруг оси скважины. Характер вращения определяется затрачиваемой при этом энергией.

Изгибающие напряжения в вертикальной скважине рассчитывают из выражений:

переменные напряжения

$$\sigma_a = \pi^2 EI f / 2L^2 W; \quad (5.23)$$

постоянное напряжение

$$\sigma_m = \pi^2 EI f / L^2 W \text{ или } \sigma_m = 2\sigma_a. \quad (5.24)$$

Изгибающие напряжения при вращении колонны на искривленных участках

$$\sigma_a = EI / RW. \quad (5.25)$$

где R – радиус искривления; W – осевой момент сопротивления опасного сечения. Напряжения σ_a являются знакопеременными.

Если колонна не вращается, то изгибающие напряжения постоянны и рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{н}} = EI / RW. \quad (5.26)$$

Радиус искривления скважины

$$R = \frac{l}{\sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \sin \delta_2 \cos \beta - \cos \delta_1 \cos \delta_2)}}, \quad (5.27)$$

где δ_1, δ_2 – углы наклона соответственно в начальной и конечной точках

рассматриваемого участка длиной l ; β – разность азимутальных углов в тех же точках.

НАПРЯЖЕНИЕ В ТРУБАХ, ПОДВЕШЕННЫХ В КЛИНОВОМ ЗАХВАТЕ

Осевую нагрузку Q (вес колонны Q_k , кН), при которой напряжения в теле трубы достигнут предела текучести, определяют из выражения

$$Q_k = Qc = \frac{\sigma_t F c 10^3}{1 + \frac{d_{cp}}{4l \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}}, \quad (5.28)$$

где σ_t – предел текучести материала трубы, МПа; F – площадь сечения тела трубы, м^2 ; c – коэффициент, учитывающий неравномерное распределение удельного давления по окружности трубы; d_{cp} – средний диаметр трубы, мм; l – длина соприкосновения клина с трубой, мм.

Коэффициент

$$c = \left(\frac{\beta m}{360} \right)^{\sqrt{3m-1}}, \quad (5.29)$$

где β – угол охвата трубы плашками одного клина, градус; m – количество клиньев.

Таблица 5.1

Предельные нагрузки (в кН) для бурильных труб

Длина клина, мм	Группа прочностии стали	Диаметр труб, мм							
		89				114			
		Толщина стенки, мм							
		7	9	11	7	8	9	10	11
300	Д	590	740	880	730	830	930	1020	1120
	К	770	970	1160	960	1090	1220	1340	1470
	Е	850	1070	1280	1060	1200	1340	1480	1610
	Л	1000	1260	1510	1250	1420	1590	1750	1910
	М	1160	1460	1740	1440	1640	1830	2020	2200
400	Д	610	770	910	770	870	970	1070	1170
	К	800	1010	1200	1010	1140	1280	1410	1530
	Е	880	1110	1320	1110	1260	1400	1550	1690
	Л	1040	1310	1560	1310	1480	1660	1830	1990
	М	1200	1510	1800	1510	1710	1910	2110	2300

Продолжение табл. 5.1

Длина клина, мм	Группа прочностии стали	Диаметр труб, мм							
		127				140			
		Толщина стенки, мм							
		7	8	9	10	8	9	10	11
300	Д	800	910	1020	1120	990	1110	1220	1340
	К	1060	1200	1340	1480	1300	1460	1610	1760
	Е	1160	1320	1480	1630	1430	1600	1770	1930
	Л	1370	1560	1740	1920	1690	1890	2090	2290
	М	1580	1800	2010	2220	1950	2180	2410	2640
400	Д	850	960	1070	1180	1050	1170	1290	1410
	К	1110	1260	1410	1560	1380	1540	1700	1860
	Е	1220	1390	1550	1710	1510	1690	1870	2040
	Л	1440	1640	1830	2020	1790	2000	2210	2410
	М	1670	1890	2110	2330	2060	2310	2550	2780

Формула (5.28) применима при $c \geq 0,7$ и

$$\frac{\sqrt[3]{3(1-\mu)^2 l}}{\sqrt{sR}} \geq \frac{3}{2} \pi. \quad (5.30)$$

В табл. 5.1 приведены предельные нагрузки для бурильной колонн, подвешенных в клиновом захвате. Расчеты выполнены для $\alpha = 9^\circ 7' 45''$ (уклон 1:6), $\operatorname{tg}(\alpha + \varphi) = 0,4$ и $c = 1$. В зависимости от типа захвата изменяются значения c и l .

6

ГЛАВА

ПРОМЫВКА СКВАЖИН

При бурении скважин важнейшее значение имеют буровые промывочные растворы и технология промывки скважин. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит эффективность буровых работ.

6.1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Различают физические и химические свойства бурового раствора. Физические свойства делятся на термодинамические, теплофизические, коллоидно-реологические, фильтрационные и электрические (рис. 6.1). Термины, характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 6.1.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважины, приведены на рис. 6.2 и табл. 6.2.

Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважины (рис. 6.3) представляет ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем.

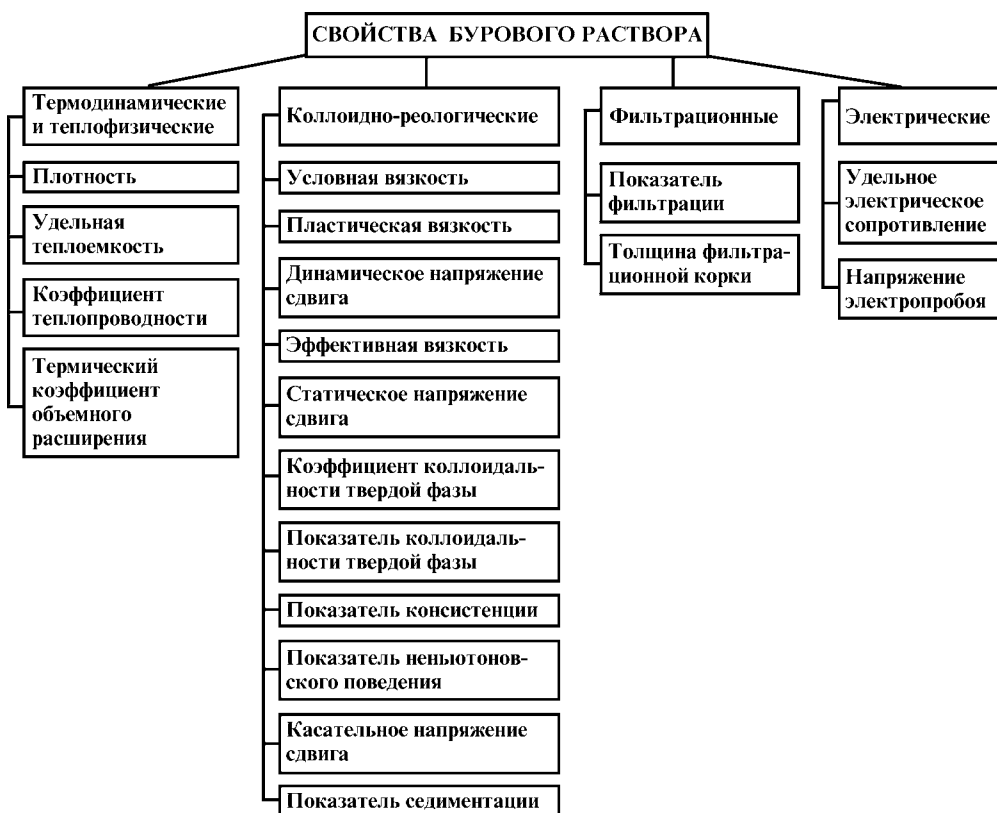


Рис. 6.1. Классификация основных свойств бурового раствора

Таблица 6.1

Термины и определения основных показателей бурового раствора

Термин	Единица физической величины	Определение
Плотность	кг/м ³ (г/см ³)	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	с	Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па·с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора

Продолжение табл. 6.1

Термин	Единица физической величины	Определение
Эффективная вязкость	Па·с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое за данное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры
Показатель фильтрации	см ³	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	–	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	–	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	–	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	–	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	–	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	–	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг·°С)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус



Рис. 6.2. Классификационная схема промывки скважины

Продолжение табл. 6.1

Термин	Единица физической величины	Определение
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м·°С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения	–	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре

Таблица 6.2

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос – ствол скважины – буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину
Очистка бурового раствора	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении шлама из бурового раствора



Рис. 6.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

Продолжение табл. 6.2

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором

6.2. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений (табл. 6.3).

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых – выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Одной из функций промывки является разрушение забоя скважины. Это требование не считается обязательным, так как основную роль в разрушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении

Таблица 6.3

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать обвалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися элементами долота.

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случае пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в интервалах неустойчивого разреза потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения забойного давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Основными функциями промывки скважин являются очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются осколки породы с забоя потоком бурового раствора, тем эффективнее работает долото.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод.

Обязательное требование к процессу промывки скважин – выполнение функции транспортировки шлама на дневную поверхность. Чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора.

Для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

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

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодействие на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов и приводить к осложнениям.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность

осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений — поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Важное технологическое качество бурового раствора — удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При росте реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом увеличиваются энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т.д. В противном случае шлам будет поступать в скважину, засорять ее и ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствует уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорость циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважин.

6.3. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

жидкая основа растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;

концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы — максимальным;

буровые растворы должны быть недиспергирующими под влиянием

изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;

буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их набухание;

буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;

смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору — необходимое, но не достаточное условие для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

6.4. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

ТИПЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций — обеспечение быстрого углубления при устойчивом состоянии ствола скважины и сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

На рис. 6.4 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Применение *технической и морской воды* в качестве бурового раствора связано в этом случае с наличием благоприятных для процесса бурения свойств. В результате использования технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15—20 %, а механическая скорость проходки — на 25—40 %.

Однако вода как буровой раствор имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера, образования устойчи-

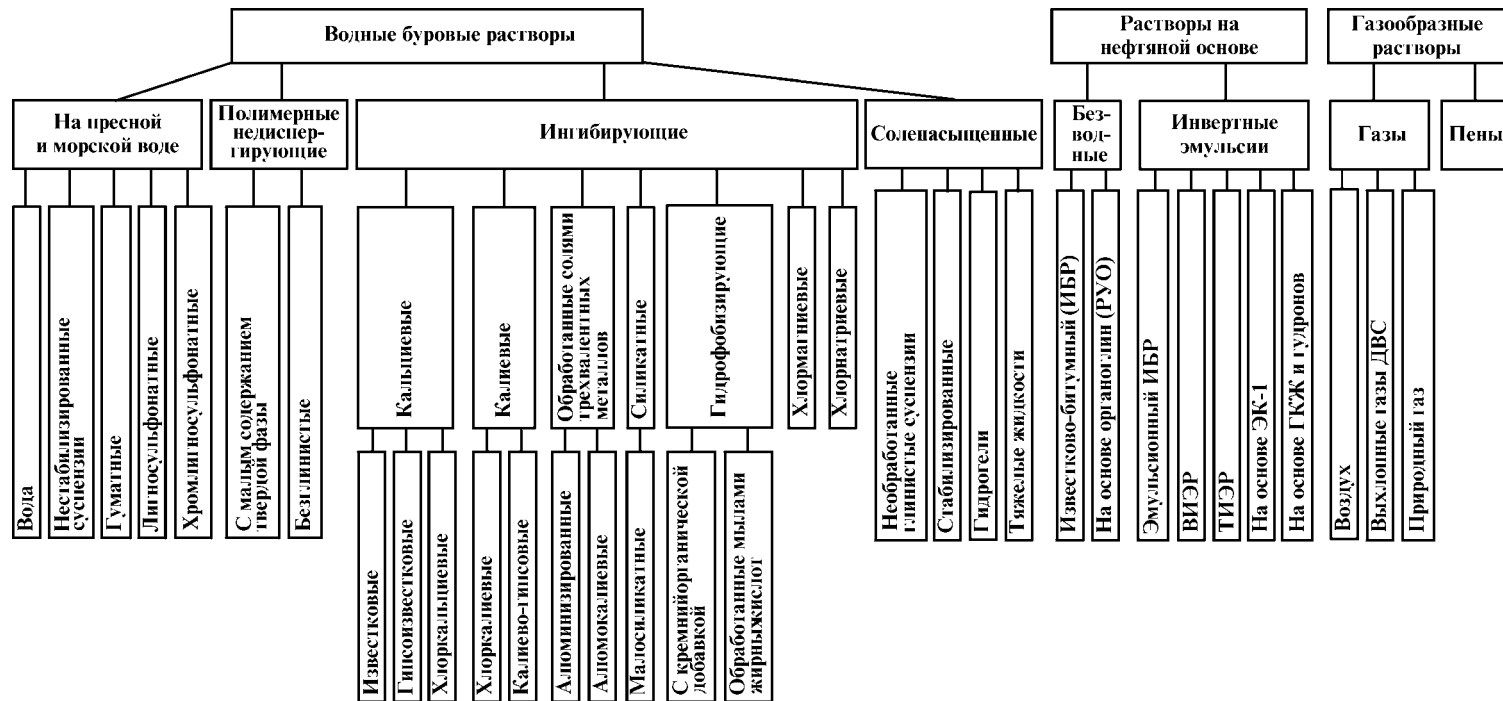


Рис. 6.4. Классификация буровых растворов

вых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

Нестабилизированные глинистые растворы (суспензии) и суспензии из выбуренных пород представляют водные суспензии, образованные в процессе бурения путем «самозамеса» из разбуриваемых пород.

Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород применяют в основном при бурении с поверхности в устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбуриваемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность $1,05 - 1,24 \text{ г/см}^3$, условная вязкость $25 - 50 \text{ с}$, показатель фильтрации, СНС и рН не регламентируются. В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируются разбавлением водой.

Гуматные растворы. К этому виду относится буровой глинистый раствор, стабилизированный углещелочным реагентом (УЩР). Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующие глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3% , термостойкость их в этих условиях не превышает $120 - 140 \text{ }^\circ\text{C}$. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при температуре $200 \text{ }^\circ\text{C}$, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м^3 гуматного раствора требуется (в кг): глины $50 - 200$, сухого УЩР $30 - 50$, Na_2CO_3 $3 - 5$ (при необходимости), воды $955 - 905$, утяжелитель — до получения раствора необходимой плотности. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность $1,03 - 2,2 \text{ г/см}^3$, условная вязкость $20 - 60 \text{ с}$, $\text{СНС}_1 = 18 \div 60 \text{ дПа}$, $\text{СНС}_{10} = 36 \div 120 \text{ дПа}$, показатель фильтрации $4 - 10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $\text{pH} = 9 \div 10$.

На повторные обработки в процессе бурения требуется $3 - 5 \text{ кг}$ УЩР на 1 м^3 раствора. УЩР совместим с большинством реагентов (полиакрилатами, лигносульфонатами, КМЦ).

Лигносульфонатные растворы — буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (сульфит-спиртовая барда (ССБ)). Используются при разбурировании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до $130 \text{ }^\circ\text{C}$.

При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м^3 лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины $80 - 200$, ССБ $30 - 40$, УЩР $10 - 20$, NaOH $5 - 10$, пеногасителя $5 - 10$, воды $940 - 900$, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Указанные пределы компонентного состава обеспечивают получение растворов с показателями: плотность $1,06 - 2,2 \text{ г/см}^3$, условная вязкость

18–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, рН = 8÷10.

Полимерные недиспергирующие буровые растворы – водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов – предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизованый полиакриламид – ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 м³ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40–50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4–5, воды 810–850, ПАА 25–50 (0,5%-ного раствора), нефти 100–80, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2 г/см³, условная вязкость 20–60 с, показатель фильтрации 5–8 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 24÷90 дПа, рН = 8÷9. Один из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора – низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которой не должна превышать 1,5–2 %.

Для приготовления 1 м³ безглинистого раствора требуется 975–970 л воды и 25–30 кг ПАА (8%-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЦР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы, и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5%-ный раствор ПАА из расчета 10–20 л/м³.

Ингибирующие растворы. Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит, или полиэлектролит.

Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате:

ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция);

добавки солей поливалентных металлов, переходящих в растворе в гидроокиси;

обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;

использования модифицированных лигносульфонатов;

обработки раствора полимерными соединениями.

В практике бурения скважин при разбурировании глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с $pH = 11 \div 13$. К ним относят растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие.

Все высокощелочные системы ограничено термостойки, и чем выше коллоидность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

Алюминатные растворы — это буровые глинистые растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку — высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные алюминатные растворы используют для разбурирования глинистых отложений в условиях невысоких (до $100\text{ }^{\circ}\text{C}$) забойных температур. В качестве реагента-стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и большими показателями фильтрации.

На приготовление 1 м^3 АлГР требуется (в кг): глины 500–700, воды 765–540, ССБ (50%-ной концентрации) 30–150, NaAlO_2 (30%-ной концентрации) 5–30.

Получаемый раствор имеет плотность $1,3\text{--}1,5\text{ г/см}^3$.

После приготовления раствор следует выдержать не менее суток. Так как плотность алюминатного раствора доходит до $1,5\text{ г/см}^3$, во многих случаях его можно использовать без утяжелителя. Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

Известковые растворы с высоким pH — это сложные многокомпонентные системы, включающие, кроме глины и воды, четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбурировании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноёмкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов. В отличие от алюминатных известковые растворы ограничены солестойкости (до 5 % по NaCl). На приготовление 1 м^3 известкового раствора (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 80–120, УЩР 5–10, лигносульфоната 50–30, каустика 5–3, воды 913–915, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками $1\text{--}3\text{ кг/м}^3$ КМЦ (или гипана) или $20\text{--}30\text{ кг/м}^3$ КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах: плотность 1,08–2,2 г/см³, условная вязкость 18–30 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷24 дПа, рН = 11÷12,5. Содержание извести в растворе должно составлять 3–5 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате раствора – 100–300 мг/л.

Известковые растворы применяют до температуры 100–120 °С.

Безглинистые солестойкие растворы (БСК) состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпавшихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ – гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. При отсутствии двухвалентных катионов в буровом растворе и разбуриваемых породах происходит только химическое разрушение щелочью глинистых минералов без связывания продуктов разрушения в нерастворимые соединения. При отсутствии каустической соды и наличии только ионов кальция буровой раствор превращается в разновидность кальциевого раствора.

Недостатки этих растворов – низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затверждение раствора.

Для приготовления 1 м³ БСК требуется (в кг): бурового угля 300–400, каустической соды 15–20, известкового молока (плотностью 1,1–1,12 г/см³) 90–100, воды 750–700.

Вязкость БСК зависит от количества введенного бурового угля. Вследствие высокой щелочности раствор термостоек до 100 °С.

Кальциевые растворы – ингибирующие буровые глинистые растворы, содержащие, кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов – понизителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества – носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

Известковые растворы с низким рН – кальциевые буровые растворы, содержащие в качестве ингибитора – носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением рН раствора (9–9,5). Эти растворы предназначены для разбуривания глинистых отложений; температурный предел 160 °С.

На приготовление 1 м³ известкового раствора с низким рН требуется (в кг): глины 80–200, лигносульфонатного реагента 20–30, пеногасителя 3, полимерного реагента 5–10, воды 915–867, известкового молока (плотностью 1,10–1,12 г/см³) 3–6, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, рН = 8,5÷9,5.

Гипсоизвестковые растворы – ингибирующие кальциевые растворы,

содержащие в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 м³ гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80–200, воды 950–900, окзила (или ФХЛС) 5–10, Ca(OH)₂ (или KOH) – 2–3, КМЦ 3–5, Na₂Cr₂O₇ (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, гипса (или алебастра) 15–20, пеногасителя 3–5, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 3–6 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, рН = 8,5÷9,5.

Хлоркальциевые растворы (ХКР) – ингибирующие кальциевые растворы, содержащие в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция. Оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3–5 г/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуривании аргиллитов.

Термостойкость его ограничена (100 °С).

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25–30 с, СНС₁ = 12÷24 дПа, СНС₁₀ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 80–200, КССБ 5–70, КМЦ (или крахмала) 10–20, CaCl₂ 10–20, Ca(OH)₂ 3–5, NaOH 3–5, воды 920–870, пеногасителя 5–10.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глины ионами калия происходит при рН = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, отличающихся составом и некоторыми свойствами.

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород.

Растворы не пригодны при разбуривании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 м³ силикатного раствора требуется (в кг): глины 80–100, воды 935–900, УЩР 30–50, Na₂SiO₃ 20–40, КМЦ (или М-14) 5–10, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,05–2,0 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин; СНС₁ 40 дПа, рН = 8,5÷9,5. Оптимальное значение рН, при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5–9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нафтеновых кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой (водой).

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (ГКЖ-10, ГКЖ-11).

В состав раствора, кроме ГКЖ, входят вода, глина и полимерный реагент – понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, поликридамид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора.

Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются термостойкими.

Для приготовления 1 м³ глинистого раствора требуется (в кг): глины 30–80, полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3–5, ОП-10 10–7 (при необходимости утяжеления), воды 875–888, смеси ШАН (мыло-нафт, квасцы, нефть в соотношениях 2:0, 6:1) 100–70.

Свойства раствора: плотность 1,06–1,18 г/см³, вязкость 18–20 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷18 дПа, СНС₁₀ = 12÷24 дПа, рН = 8÷9.

Соленасыщенные растворы. Во избежание кавернообразования соли разбуривают с использованием соленасыщенных растворов. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами – понизителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

Необработанный буровой глинистый соленасыщенный раствор. В состав этого раствора входят глина, вода и соль. Для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, а при необходимости получения высокой плотности – утяжелитель. Такой раствор может применяться при температуре до 160 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (саригюхский бентонит, палыгорскит), а затем вводят кальцинированную и каустическую соду.

После приготовления глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости – утяжелитель.

Для приготовления 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 100–200, NaCl 265–255, нефти 80–100, графита 5–10, NaOH 10–20, Na₂CO₃ 10–40, воды 700–710, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, СНС₁ = 12÷36 дПа, СНС₁₀ = 24÷72 дПа, показатель фильтрации не регламентируется, рН = 7÷8.

Стабилизированный соленасыщенный раствор. Помимо глины, воды, соли и нефтепродуктов, такой раствор содержит солевой полимерный

реагент (крахмал, КМЦ или акриловый полимер). Он предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений. Термостойкость соле-насыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может составлять 100; 140; 220 °С.

На приготовление 1 м³ глинистого раствора в зависимости от типа глины необходимо (в кг): глины 80, 100, 200; Na₂CO₃ 10, 20, 10; полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилат) 20, 30, 20; лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ) 10, 20, 10; NaOH 10, 20, 10; NaCl 260, 240, 250; нефти 80, 100, 80; воды 730, 680, 690; утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 24÷90 дПа, СНС₁₀ = 36÷135 дПа, рН = 7,5÷8,5.

Раствор на основе гидрогеля магния. Раствор состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидрогель магния. Гидрогель магния применяют при разбуривании терригенных пород. Это вещество препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используют для разбуривания соленосных пород – бишофита, карналита.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5–2 % оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или «молока». Через 1–2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30–40 с, а СНС₁ – до 20–30 дПа, в гидрогель добавляют реагент – понизитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, окзил).

В целях экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5–10 % оксида или гидроксида магния.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): MgCl₂ (или MgSO₄) 300–280, NaOH 15–20, Mg(OH)₂ (или MgO) 50–100, КМЦ 20–25, КССБ-4 30–50, воды 850–800.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин и более, СНС₁ = 6÷36 дПа, СНС₁₀ = 12÷42 дПа, рН = 7,5÷8,5.

РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах применяются буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Известково-битумный раствор (ИБР) – раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а

дисперсной фазой – высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбурировании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбурировании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200–220 °С).

Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, компонентный состав в каждом конкретном случае уточняют в лаборатории. При этом оптимальное соотношение извести и битума должно варьировать от 1:1 до 2:1.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные б. ВНИИКРнефтью совместно с б. ГАНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4. ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, а также проявлений сероводорода.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2–3 %.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР) – инвертная эмульсия (эмульсия рода II) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180–190 °С).

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР) – разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора – эмульгала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли MgCl₂, CaCl₂ или NaCl₂ 450 л, СМАД 30–40 л; эмульгатор (эмульгал) 15–20 л; бентонит 10–15 кг, барит – до получения раствора необходимой плотности.

Термостойкость ВИЭР на основе эмульгала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15–20%-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м³), при 100–120 °С – 2 % (20 кг на 1 м³), при более высокой температуре (140–150 °С) – 3 % (30 кг на 1 м³).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, для ВИЭР характерны следующие показатели:

Электростабильность, В.....	100
Глиноемкость, %.....	20
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	0,5
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР) разработан совместно ВНИИБТ и СевкавНИПИнефтью. ТИЭР – инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля, катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органических глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии. ТИЭР применяют при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии для ТИЭР, должны находиться в следующих пределах:

Электростабильность, В.....	250–450
Показатель фильтрации при 150 °С, см ³ /30 мин.....	2–3
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: пластическая вязкость $\eta_{пл} = 60 \div 90$ мПа·с, СНС₁ = 12÷85 дПа, СНС₁₀ = 24÷110 дПа.

Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина ЭК-1 разработана в б. ВНИИКРнефти. Она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах:

Плотность, г/см ³	1,03–2,1
Условная вязкость, с.....	150–200
СНС _{1/10} , дПа.....	3–24/12–48
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	3–6
Электростабильность, В.....	250–500
Глиноемкость, г/л, не менее.....	225
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Работа с растворами на нефтяной основе проводится в соответствии с действующими Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности. Однако вследствие повышенной пожароопасности растворов на нефтяной основе должны соблюдаться специальные положения и правила.

ГАЗООБРАЗНЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ АГЕНТЫ

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

При бурении скважин и вскрытии продуктивного пласта наибольшее распространение получило использование сжатого воздуха или газа по схеме прямой циркуляции.

При использовании природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке

Таблица 6.4

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды	
		Химический тип	Степень минерализации		
Сульфонол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные То же	Пресные и слабоминерализованные ($\rho = 1,0015 \text{ г/см}^3$, жесткость 0,09 моль/кг) То же	1:2–1:1	
«Прогресс»	0,1			1:2–1:1	
ОП-10	0,1			«	4:1–1:1
ОП-7	0,1			«	4:1–1:1
КАУФЭ-14	0,12			«	1:2
«Азолят-А»	0,1	«	«	1:2	
«Прогресс»	0,2	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные ($\rho = 1,0015\text{--}1,0283 \text{ г/см}^3$, жесткость 0,09–1,43 моль/кг)	1:2	
ОП-10	0,2	То же	То же	4:1–1:1	
ОП-7	0,2	«	«	4:1–1:1	
Сульфонол НП-1	0,42	«	«	1:2	
«Прогресс»	1–1,2	«	Рассолы ($\rho = 1,19 \text{ г/см}^3$)	1:2	

Примечание. Рабочая температура 20–50 °С.

располагают редукционный клапан, регулирующий расход. Далее на линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигают с помощью факела на конце выкидной линии (длиной не менее 80–100 м). Если газ используют вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом.

Рекомендованные для бурения с использованием газообразных агентов ПАВ приведены в табл. 6.4.

Пена представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3–0,8 гидростатического.

Для получения устойчивой пены состав (в г/л) пенообразующего раствора должен быть следующим:

Пенообразующее ПАВ (в зависимости от молекулярной массы)	0,5–5
Полимер – стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС)	0,2–0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl)	0,1–0,5
Вода	Остальное

В состав менее устойчивых пен вводят 0,5–10 г/л пенообразующего ПАВ, остальное вода.

Всесторонне пенную систему можно охарактеризовать следующими основными свойствами:

пенообразующей способностью (вспениваемостью) – объемом пены (в мл), или высотой ее столба (в мм), который образуется из постоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение данного времени;

кратностью пены β – отношением объема пены $V_{п}$ к объему раствора $V_{ж}$, который требуется для ее образования, т.е. $\beta = V_{п}/V_{ж}$;

стабильностью (устойчивостью) пены – временем существования определенного объема пены;

дисперсностью – средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам;

механическими свойствами – относительной плотностью, зависящей от соотношения жидкой и газовой фаз, которая может колебаться от 0,5 ρ (где ρ – плотность жидкости) до 0, и прочностью структуры (СНС).

Наиболее распространен в промышленности диспергационный способ получения пен, при котором пена образуется в результате интенсивного совместного диспергирования пенообразующего раствора и воздуха.

Технологически это осуществляется действием движущихся устройств (перемешивающих мешалок) на жидкость в атмосфере газа, эжектированием воздуха движущейся струей раствора, пропусканием струи газа через слой жидкости (в барботажных или аэрационных установках).

ТЯЖЕЛЫЕ ЖИДКОСТИ

Тяжелые жидкости – растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию.

Основное назначение тяжелых жидкостей – вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое, с целью предотвращения кольтации продуктивного пласта. При этом (по зарубежным данным) в 2–5 раз увеличивается его нефтеотдача.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов приведены ниже.

Соль.....	NaCl	CaCl ₂	CaBr ₂
Плотность сухого вещества, г/см ³	2,16	2,51	3,35
Свойства раствора при температуре 20 °С:			
плотность, г/см ³	1,2	1,4	1,82
содержание соли, %.....	26,4	39,86	58,84

Основные показатели свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением – плотность (в зависимости от пластового давления) и показатель фильтрации (9–15 см³/30 мин).

6.5. ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА

Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невосмущенного состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов. Основное внимание должно быть уделено глинистым отложениям, так как на их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород, и они составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 6.5) включает емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими перемешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащенный загрузочной воронкой 5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость 1 заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируются шиберной заслонкой 8, а значение вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчетным. Если раствор готовят впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие емкости циркуляционной системы (ЦС) либо в специальные запасные емкости.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Основные недостатки описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смещения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м³/ч.

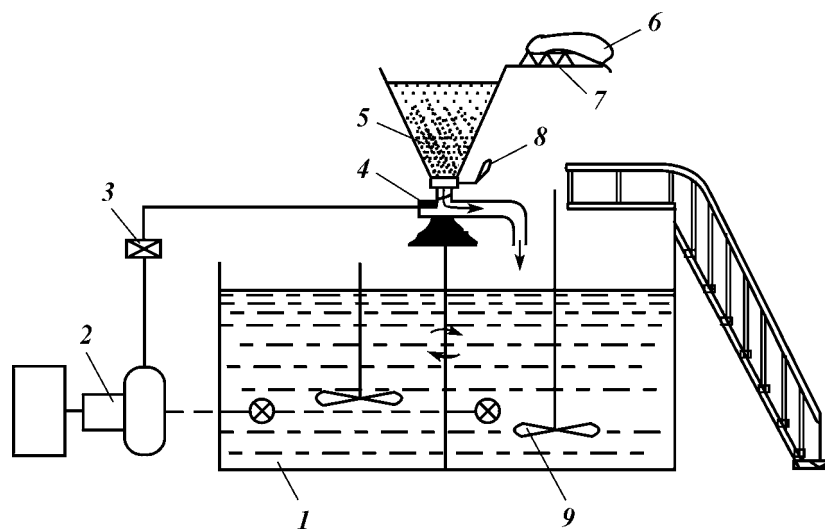


Рис. 6.5. Простейшая схема приготовления бурового раствора

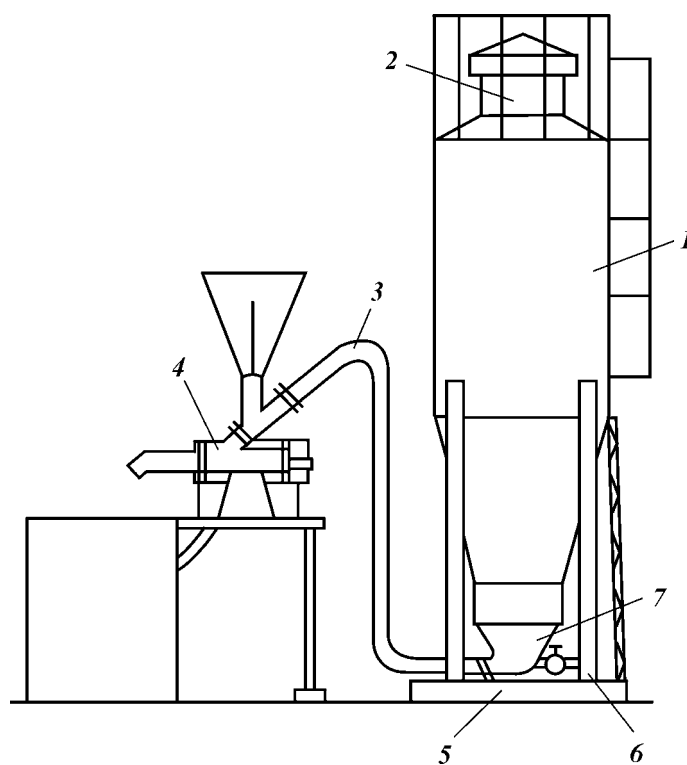


Рис. 6.6. Схема блока приготовления раствора

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора,

емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР-70 (Хадыженский машзавод). Он представляет собой (рис. 6.6) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резиноканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера.

К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крыше бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба.

При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия БПР состоит в следующем (рис. 6.7). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубок закрыт пробкой.

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.

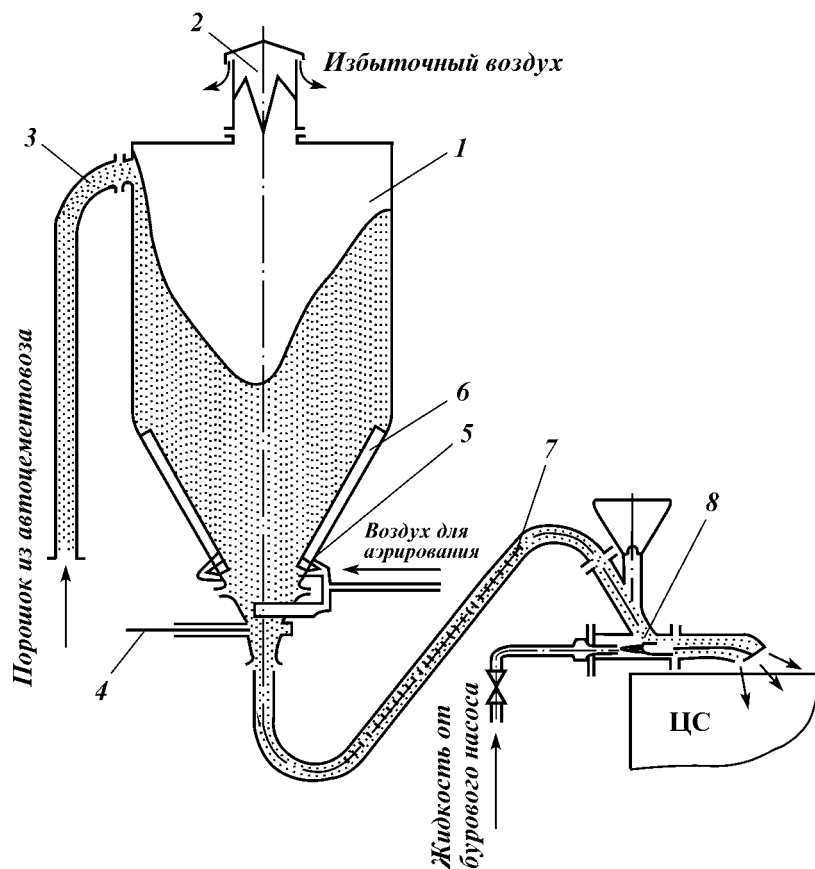


Рис. 6.7. Схема работы блока:

1 – силос; 2 – фильтр; 3 – загрузочная труба; 4 – разгрузочное устройство; 5 – система аэрирования; 6 – аэродорожка; 7 – подводящий шланг; 8 – гидросмеситель

Для осуществления такого технологического процесса описанное выше оборудование объединяют в единую систему (рис. 6.8).

Приготавливают новую порцию раствора в последней емкости ЦС, на которой устанавливают гидроэжекторные смесители с воронками и гидравлический диспергатор. Буровые насосы объединяют с блоками приготовления раствора таким образом, чтобы они могли подавать раствор в диспергатор по линии высокого давления, а в гидроэжекторные смесители – по линии низкого давления. Схема движения жидкости может быть следующей:

- а) емкость ЦС – буровой насос – линия высокого давления через задвижку 6 – гидравлический диспергатор – емкость ЦС;
- б) емкость ЦС – буровой насос – линия высокого давления через задвижку 6 – диспергатор – гидроэжекторный смеситель – емкость ЦС;
- в) емкость ЦС – буровой насос – линия низкого давления через задвижку 11 – гидроэжекторный смеситель – емкость ЦС;
- г) емкость ЦС – буровой насос – линия низкого давления через задвижку 11 – емкость ЦС.

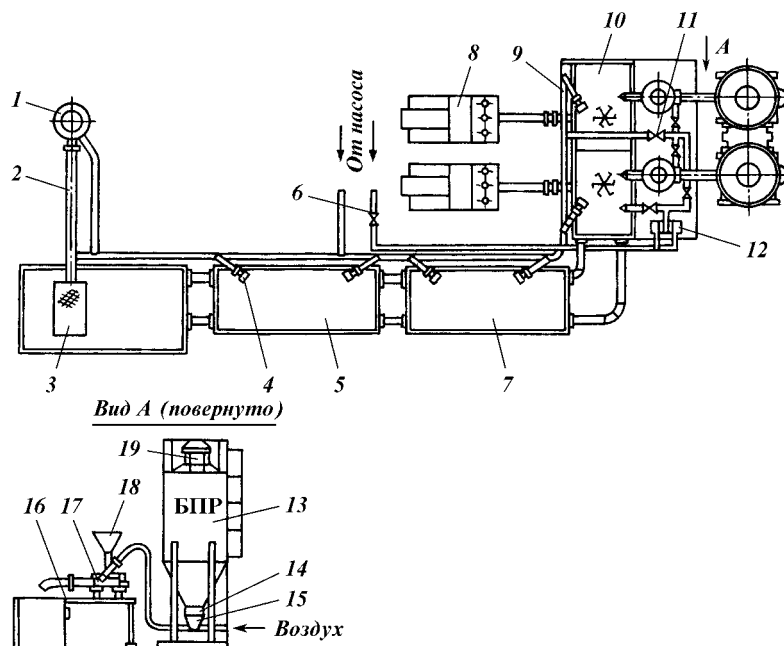


Рис. 6.8. Современная технологическая схема приготовления бурового раствора:
 1 – приемная воронка; 2 – растворопровод; 3 – блок очистки; 4, 10 – перемешивающие устройства, соответственно гидравлические и механические; 5 – промежуточная емкость; 6, 11 – задвижки высокого и низкого давления соответственно; 7 – емкость с поперечным желобом; 8 – буровые насосы; 9 – приемная емкость; 12 – гидравлический диспергатор; 13 – бункер блока приготовления раствора; 14 – аэрирующее шиберное устройство; 15 – разгрузочное пневматическое устройство; 16 – площадка; 17 – гидросмеситель; 18 – воронка; 19 – фильтр

Первый этап приготовления бурового раствора – это расчет компонентного состава. Для водоглинистого раствора обычно используют два-три компонента: глинопорошок и воду; глинопорошок, воду и порошкообразный барит. Количество глинопорошка для получения неутяжеленной водоглинистой суспензии выбирают в соответствии с табл. 6.5, количество глинопорошка и порошкообразного барита (в кг) для получения 1 м³ утяжеленной суспензии – в соответствии с табл. 6.6.

Второй этап – приготовление водоглинистой суспензии. В емкость ЦС заливают воду в количестве, примерно равном половине объема приготавливаемой порции раствора.

На гидроэжекторном смесителе устанавливают штуцер в соответствии с подачей насосов:

Подача насосов, л/с	35	15–35	15
Диаметр штуцера в эжекторном смесителе, мм	40	25	20

Воздух для аэрации порошка в бункере БПР подают в течение 5–7 мин при давлении воздуха 0,02–0,03 МПа.

Буровой насос включают по схеме емкость – гидравлический диспергатор – гидроэжекторный смеситель – емкость. При этом значение давления на выкиде насоса должно составлять 13–15 МПа, а вакуума в камере эжекторного гидросмесителя – не менее 0,02 МПа.

После предварительной аэрации открывают воздушный вентиль и подают воздух в гофрированный рукав БПР. Таким способом регулируют зна-

Таблица 6.5

Выход бурового раствора из глинопорошка

Технологические показатели	Тип глинопорошка			
	Вайомингский бентонит	Саригюхский бентонит, сорт		Черкасский бентонит второго сорта
		первый	второй	
Массовая доля, %:				
глинопорошка	5,3	5,0	5,8	6,2
воды	94,7	95,0	94,2	93,8
Выход раствора, м ³ /т	20,0	20,2	16,3	16,4
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,030	1,036	1,038	1,038
условная вязкость, с	28–35	21–25	19–23	23–32
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,4	0,4–0,9	0,3–1,0	2,8–3,5*
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	15–24	7–9	3–11	6–9
Массовая доля, %:				
глинопорошка	12,0	15,2	17,7	25,4
воды	88,0	84,8	82,3	74,6
Выход раствора, м ³ /т	8,3	6,3	5,7	4,0
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,075	1,080	1,110	1,260
условная вязкость, с	22–27	18–26	22–38	24–28
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,7	0,5–1,2	0,4–1,2	5,0–6,0
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	8–12	5–9	8–16	7–9

* Глина модифицирована кальцинированной содой.

чение вакуума в камере гидроэжекторного смесителя в пределах 0,008–0,012 МПа.

Затем открывают запорную заслонку разгрузочного отверстия бункера, и вводят в циркулирующую воду через эжекторный гидросмеситель расчетное количество глинопорошка, после чего запорную заслонку закры-

Таблица 6.6

Зависимость плотности бурового раствора от количества глины и барита

Тип глинопорошка	Плотность суспензии, г/см ³					
	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Вайомингский	49,6	45,5	39	34	30	27,2
	93,3	229	501	772	1040	1310
Саригюхский, сорт:						
	первый	47,1	43,2	37	32,4	28,8
	94,7	231	503	773	1043	1310
второй	54,7	50,2	43	37,6	33,4	30,1
	88	225	497	769	1040	1310
четвертый	117,3	107,5	92	80,6	71,7	64,5
	36	177	453	733	1010	1280
Черкасский, второй сорт	58,5	53,7	46	40,3	35,8	32,2
	85	223	495	765	1035	1307
Куганакский	–	164	140	123	110	98
		133	417	700	976	1250
Нефтебадский	–	246	211	184	164	148
		63	360	653	933	1210

Примечание. В числителе количество глины, в знаменателе – барита.

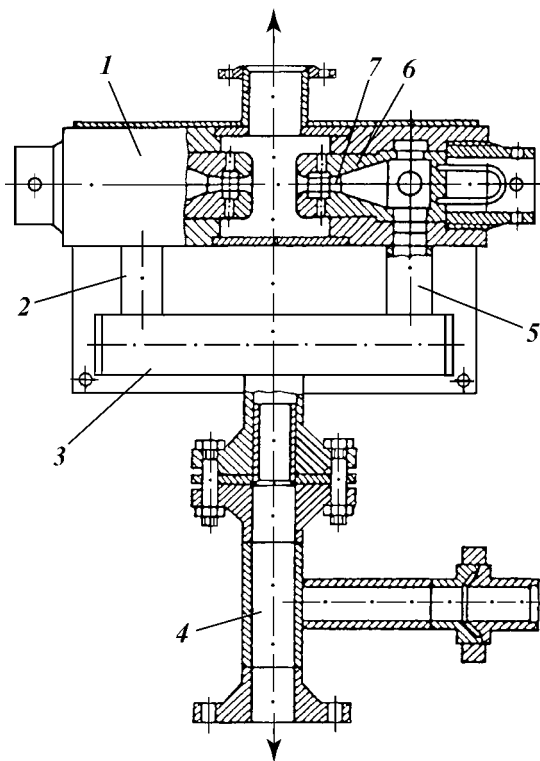


Рис. 6.9. Гидравлический диспергатор типа «струя в струю» ДГ-2:
 1 – корпус; 2, 5 – патрубки; 3 – коллектор; 4 – входной патрубок; 6 – сопло; 7 – насадка

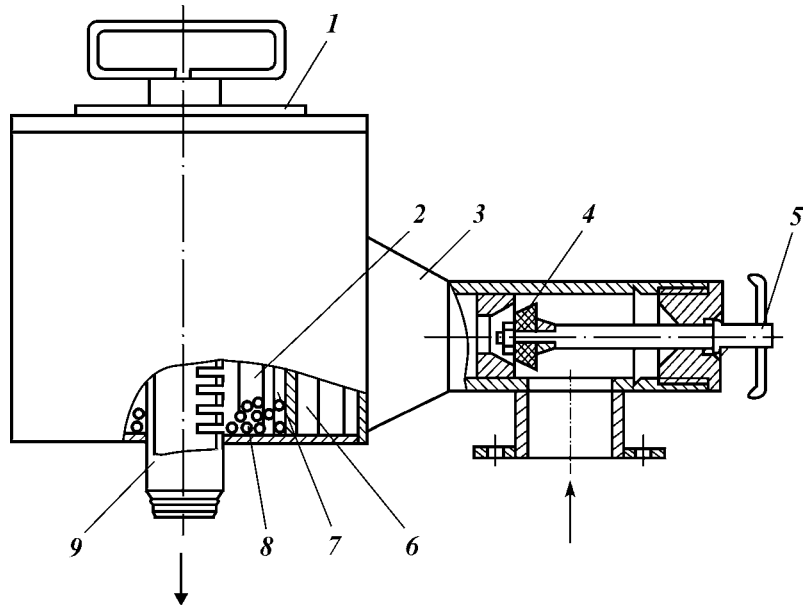


Рис. 6.10. Диспергатор циклонный шаровой ДШ-100:
 1 – крышка; 2 – внутренняя камера; 3 – патрубок; 4 – клапан; 5 – запорное устройство; 6 – наружная камера; 7 – щелевидное сопло; 8 – мелющие тела; 9 – фильтр

вают, прекращают доступ воздуха в камеру гидроэжектора и диспергируют водоглинистую суспензию в течение пяти – восьми циклов круговой циркуляции через диспергатор. Приготовленную водоглинистую су-

пензию разбавляют водой до расчетного объема и тщательно перемешивают.

При необходимости приготовления утяжеленного раствора выполняют третий этап – утяжеление приготовленной водоглинистой суспензии. Все элементы операций с порошкообразным баритом аналогичны описанным выше. Процесс утяжеления заканчивается перемешиванием раствора после введения в него расчетного количества барита. Интенсивность утяжеления водоглинистой суспензии регулируют значением вакуума в камере эжекторного гидросмесителя с помощью воздушного вентиля.

В некоторых районах нашей страны для приготовления буровых растворов еще применяют установки УПР-Р-2, гидравлические мешалки ГДМ-1 конструкции Я.П. Герасимова, лопастные глиномешалки ГМ-4.

Дальнейшее совершенствование приготовления эмульсионных и суспензионных систем идет по пути интенсификации взаимодействия компонентов. Для этой цели в последние годы разработаны и начали успешно применяться диспергаторы ДГ-2 и ДШ-100.

Диспергатор ДГ-2 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и других жидкостей специального назначения при их приготовлении, а также обеспечивает сокращение расхода материалов и ускорение приготовления и утяжеления буровых растворов (рис. 6.9).

Техническая характеристика: принцип измельчения компонентов раствора – гидравлический, «струя в струю»; рабочее давление на входе в диспергатор 10–14 МПа; пропускная способность 40–100 м³/ч; габариты 1190×750×280 мм; масса 190 кг.

Для тех же целей предназначен и диспергатор ДШ-100 (рис. 6.10). В отличие от ДГ-2 ДШ-100 используется при работе с насосами низкого давления.

Техническая характеристика: принцип измельчения компонентов раствора – гидромеханический; рабочее давление на входе в диспергатор 0,3–0,4 МПа; пропускная способность 80–100 м³/ч; габариты 600×250×400 мм; масса 50 кг.

Преимущества ДШ-100 состоят в следующем: низкая энергоемкость процесса диспергирования, безопасность работ, сокращение расхода материалов, простота обслуживания и эксплуатации.

ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросита) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

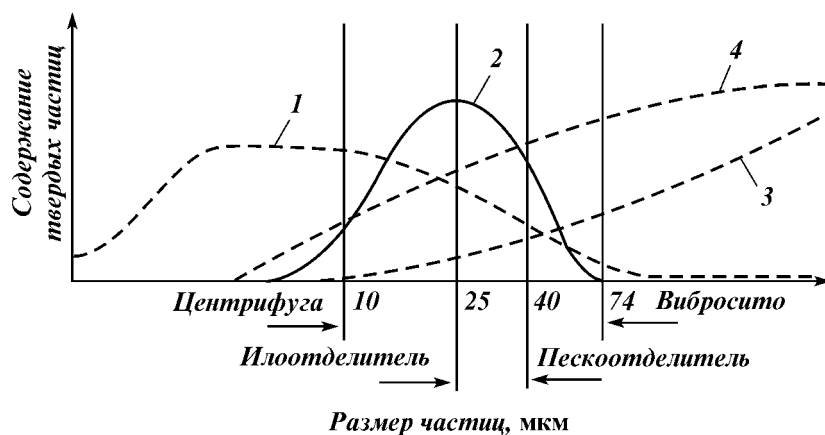


Рис. 6.11. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама:

1, 2 – дисперсный состав соответственно глинопорошка и барита; 3, 4 – дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 6.11). Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита – от 5–10 до 75 мкм, шлама – от 10 мкм до 25 мм. В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы «Свако», двухъярусное вибросито фирмы «Бароид» и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером более 450 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70–80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм – илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов – высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими

аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм. Частицы шлама размером от 5–10 до 75–90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более глубокодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

Вибросита

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 6.12): основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибрирующая рама 5 с сеткой 4, вибратор 3, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

Оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2:1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наибольшая пропускная способность вибросита в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшая – когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама пропускная способность вибросита может существенно изменяться. Эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В настоящее время в отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0,7×2,3; 1×2,3; 1×5; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4 мм.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в дви-

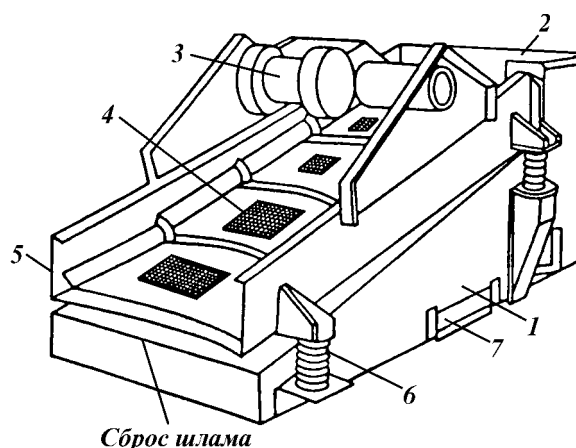


Рис. 6.12. Вибросито

жение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм.

Все сетки для очистки бурового раствора изготавливают, как правило, в виде касет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки – важный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Обычно поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. Развиваемое при этом суммарное натяжение достигает 50 кН на каждую сетку. Сухие сетки изнашиваются быстрее влажных. Ускоряют износ сеток слишком жесткие опоры. Большое внимание уделяется даже схеме натяжения сетки.

Важную роль играет чистота сеток.

На вибросита приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание. Для утяжеленных буровых растворов это единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются однопорусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также однопорусные двухсеточные вибросита ВС-1, СВ-2В.

Гидроциклонные шламоотделители

В бурении гидроциклоны используют для отделения грубодисперсного шлама от бурового раствора. В качестве шламоотделителей гидроциклоны часто могут конкурировать даже с виброситами. Так, при удалении частиц шлама размером менее 0,5 мм экономическая эффективность гидроциклонов и вибросит одинакова, если обрабатывается неутяжеленный буровой раствор. С уменьшением размера частиц шлама эффективность гидроциклонов повышается, а преимущества их при удалении шлама с размером частиц менее 74 мкм становятся бесспорными. Гидроциклонные шламоотделители, как правило, неприменимы для очистки утяжеленного бурового раствора вследствие больших потерь утяжелителя со шламом.

Гидроциклон представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом (рис. 6.13). Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Обладая большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к

песковой насадке в соответствии с законом Стокса. Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредотачиваются в спиралевидном потоке, движущемся снизу вверх. Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители – это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Пропускная способность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

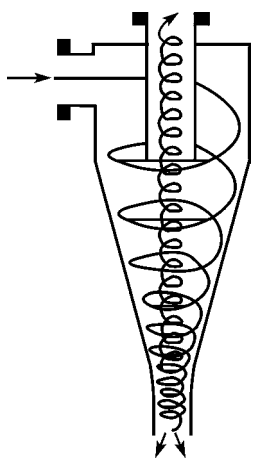


Рис. 6.13. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

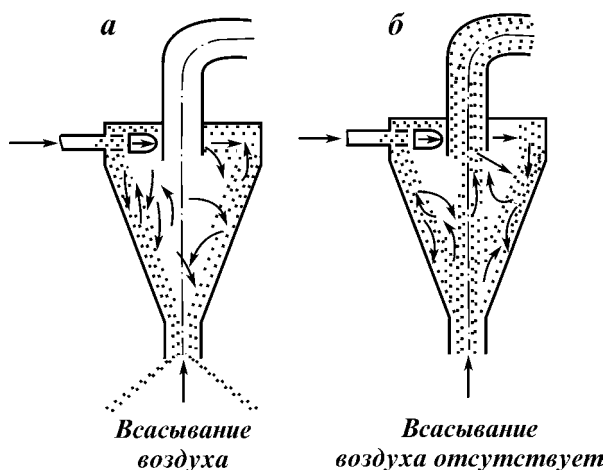


Рис. 6.14. Схема работы гидроциклона

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90: число обозначает пропускную способность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос.

Эффективность разделения суспензии с помощью гидроциклонов повышется с увеличением давления на входе. Однако опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей – 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4–0,5 МПа.

Основным методом регулирования работы гидроциклонов в условиях бурения скважин является изменение размеров отверстия для сбрасывания песков или илов. При высоких скоростях бурения это отверстие должно быть достаточно большим. Но если оно окажется больше, чем необходимо для удаления из раствора выбуренной породы, то эффективность работы циклона снизится, а потери раствора со шламом возрастут.

Уравновешенный гидроциклон имеет наилучшие характеристики только в том случае, когда слив песков идет в виде зонтика (рис. 6.14, а), а не в виде шнура (рис. 6.14, б). Следует помнить, что у современных гидроциклонов нижнее отверстие является каналом разгрузки, а не штуцером. При правильной работе циклона допускаются потери раствора со шламом от 1 до 5 %. Стремление получить с помощью гидроциклонов почти сухой шлам приводит также к ухудшению разделения суспензии; тонкодисперсные, необходимые для раствора частицы глины не могут попасть в восходящий вихрь и уносятся песками в отвал.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклонов является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на 0,30–0,42 г/см³ выше плотности очищенного раствора.

В связи с высокой эффективной вязкостью растворов на углеводородной основе (РУО) эффективность работы гидроциклонных аппаратов снижается. Для этих растворов в качестве пескоотделителей используются илоотделители. Плотность сгущенного продукта при очистке неутяжеленных буровых растворов на углеводородной основе при одном и том же количестве удаляемого песка будет меньше, чем при очистке раствора на водной основе. Например, сгущенный продукт, содержащий 25 % твердой фазы, при плотности раствора 1,14 г/см³ имеет плотность 1,48 г/см³, в то время как в РУО плотностью 1,02 г/см³ сгущенный продукт имеет плотность 1,39 г/см³.

Обычные илоотделители не применяют для очистки утяжеленных буровых растворов, так как, удаляя частицы шлама размером 25 мкм, они также удаляют из раствора практически весь барит с частицами раз-

мером более 16 мкм и часть барита с частицами меньшего размера. При очистке илоотделителем тяжелых растворов 95 % шлама будут составлять крупные частицы и одновременно будет теряться до 50 % барита.

В последние годы для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 6.15), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя 1, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой 2. Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью вибросита, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжеленный через песковые насадки попадает на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал, а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в циркуляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах мелкоячеистые вибрирующие сетки и таким образом значительно улучшить очистку утяжеленных буровых растворов.

В б. ВНИИКРнефти разработана технология очистки буровых растворов по трехступенчатой системе, которая успешно внедрена в ряде районов страны. Эта технология предусматривает очистку: грубую – на вибросите, тонкую – на песко- и илоотделителях. В результате из бурового раствора удаляется не менее 60 % выбуренной породы, в том числе частицы размером до 30 мкм.

Технология трехступенчатой очистки предполагает обработку раствора плотностью не более $1,25 \text{ г/см}^3$, условной вязкостью не более 45 с. На первой ступени очистки используются вибрационные сита СВ-2, СВ-2Б,

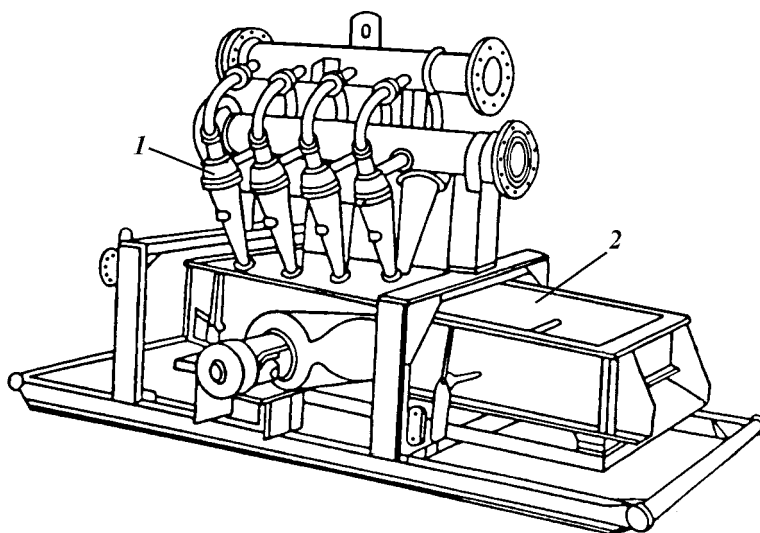


Рис. 6.15. Гидроциклонный сепаратор

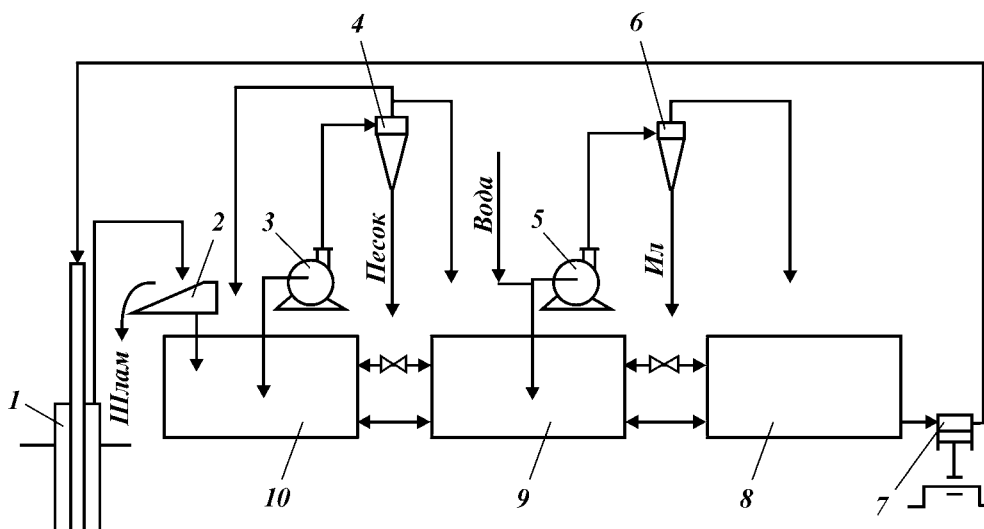


Рис. 6.16. Схема трехступенчатой очистки неутяжеленного бурового раствора

СВ-2В, ВС-1, на второй – пескоотделители 1ПГК, ПГ-50, ПГ-90, на третьей – илоотделители ИГ-45.

Технология очистки неутяжеленного бурового раствора по трехступенчатой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку – пескоотделение и илоотделение – на гидроциклонных шламоотделителях (рис. 6.16). Буровой раствор со шламом после выхода из скважины 1 подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите 2 и собирается в емкости 10. Центробежным насосом 3 раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя 4, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость 9, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости 9 центробежным насосом 5 раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя 6. После отделения частиц ила очищенный раствор направляется в приемную емкость 8 бурового насоса 7, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

Особенностью технологии является, во-первых, использование 25–35 % очищенного от песка раствора для разбавления раствора, поступающего в пескоотделитель; во-вторых, для повышения эффективности работы илоотделителя подача в него (минуя пескоотделитель) до 10 % бурового раствора; в-третьих, разбавление (при необходимости) раствора, поступающего в илоотделитель, водой до минимальной вязкости, регламентированной геолого-техническим нарядом.

Для эффективной очистки бурового раствора от тонкодисперсных частиц выбуренной породы необходимо подобрать оптимальные параметры работы вибросита (подачу раствора, число сеток, размер ячеек сетки), гидроциклонных шламоотделителей (подачу раствора, давление на входе) и поддерживать минимально возможными вязкость и плотность бурового раствора.

ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом). Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно. Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового раствора при перепаде давления между ними и атмосферой, оказываются вовлеченными в буровой раствор и для их удаления требуется дополнительная энергия.

Полнота дегазации бурового раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения.

В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал.

Растворы, газированные сероводородом, создают особые трудности при дегазации:

система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород – опасный яд;

сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Жидкие и растворимые газы удалить из раствора трудно, так как

газ входит в межмолекулярную структуру нефтяной фазы бурового раствора. Легкие углеводороды (C_1-C_5) можно извлечь с помощью вакуумного дегазатора, а тяжелые почти невозможно. Выходя из раствора в виде пара, эти газы причиняют много неприятностей.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 6.17. Газожидкостный поток из скважины 2, дойдя до вращающегося превентора 3, через регулируемый штуцер 4 и герметичные манифольды поступают в газовый сепаратор 5, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито 6 и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора 7. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях 1 циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа (рис. 6.18), представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу 7 в полость газового сепаратора 1, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу 5 на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается по линии 2 для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1–4 м³, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной системы. Они оборудуются предохранительным клапаном 6, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа 3 и эжекторным устройством 11 для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар пропускают через штуцер эжектора 11, в результате чего в сбросовой трубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке 10 скопившийся на дне газового сепаратора шлам 9 вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку 10 закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром 4.

В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора 3 в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубков очи-

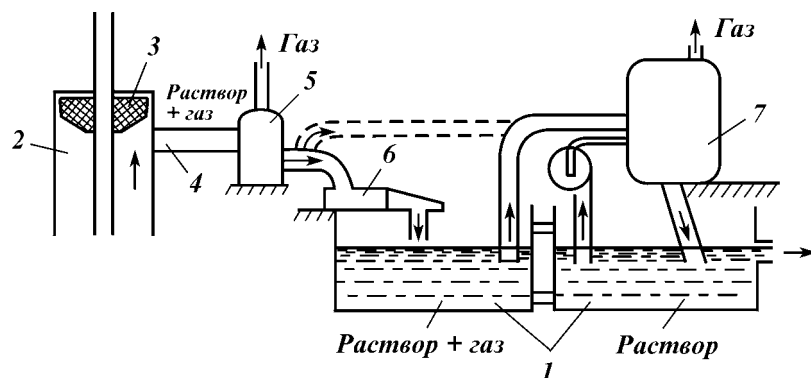


Рис. 6.17. Схема дегазации бурового раствора

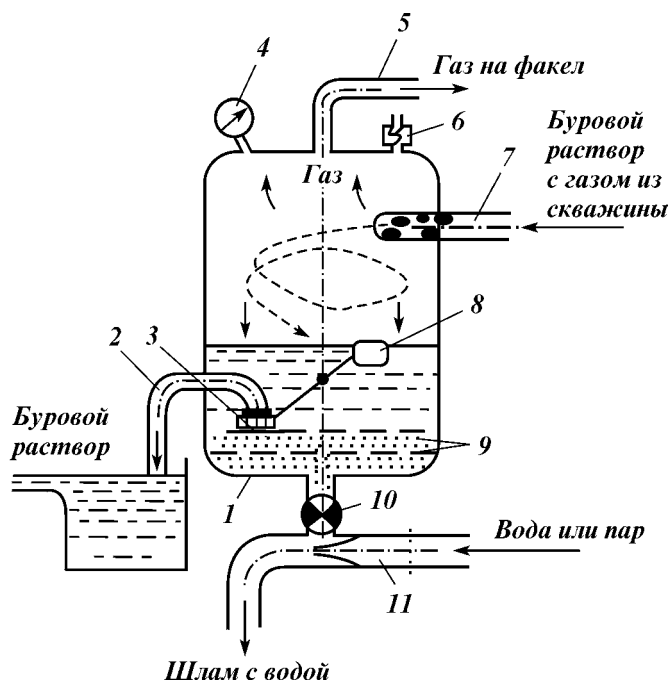


Рис. 6.18. Схема газового сепаратора

щенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка 8.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по значению давления в камере — на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробеж-

ной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы.

Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекционной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности «запираться» газовыми пробками.

Степень вакуума в камере дегазаторов — наиболее важный технологический фактор дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насосов, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа.

Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппарате вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с — около 12 с. Практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10–20 с.

С помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. В результате на вторую ступень дегазации — в дегазатор — поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1–0,25 м³/мин, пропуская буровой раствор объемом 1–3 м³/мин. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %.

Типичным представителем дегазаторов вакуумного типа, используемых в отечественном бурении, является дегазатор типа ДВС. В зарубежной практике распространены вакуумные аппараты, выпускаемые фирмой «Свако».

Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Пропускная способность дегазатора по раствору достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в растворе после обработки не превышает 2 %. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт.

Центробежно-вакуумный аппарат (ЦВА), или центробежно-вакуумный дегазатор (рис. 6.19) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса 1, 2, внутри которого с высокой частотой вращается вал 4 с ротором 10, подобным рабочему колесу центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри кор-

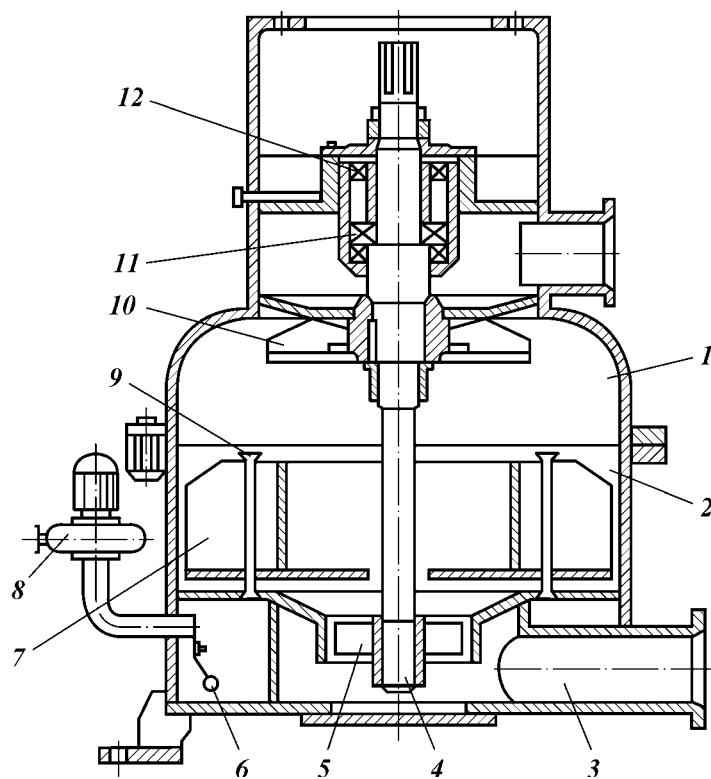


Рис. 6.19. Центробежно-вакуумный дегазатор:
 1, 2 – части корпуса; 3 – труба; 4 – вал; 5 – осевая турбина; 6 – клапан; 7 – пластинчатый деструктор; 8 – вентилятор; 9 – патрубки для отвода газа; 10 – ротор; 11, 12 – подшипники

пуха и дегазирован. Дегазированный раствор перекачивается обратно в ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором 8 по отводным каналам наружу.

Центробежно-вакуумный аппарат обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов.

В используемых в зарубежной практике атмосферных аппаратах дегазация бурового раствора происходит в результате турбулизации тонкого плоского потока. Обычно раствор в дегазатор такого типа поступает при подаче насоса примерно 35 л/с, чтобы скорость течения на входе в дегазатор составляла примерно 1 м/с. В камере дегазатора имеется система наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор. Толщина слоя раствора на перегородках 10–15 мм, а длина пути раствора 3,5 м.

Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС.

Технологический процесс дегазации буровых растворов в двухкамерных вакуумных дегазаторах происходит следующим образом (рис. 6.20). Поступающий из скважины газированный буровой раствор проходит грубую очистку от шлама и газа на вибрационном сите и попадает в первую емкость циркуляционной системы или в специальную емкость дегазатора.

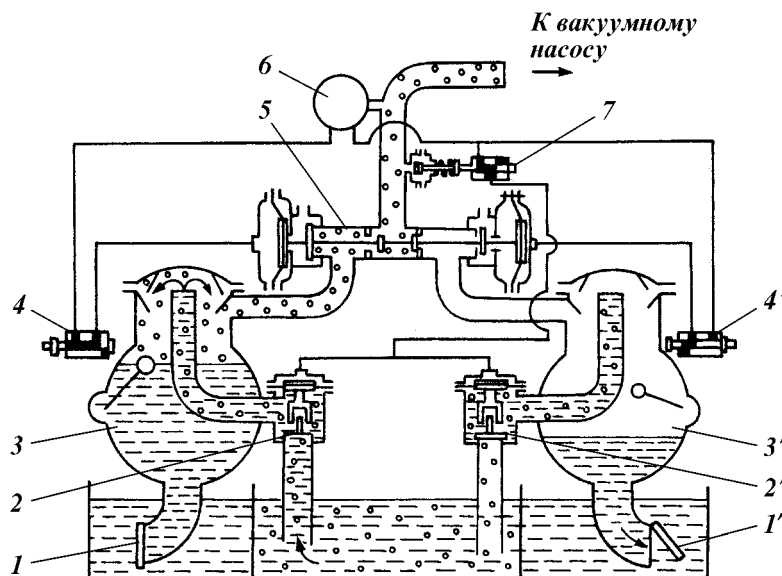


Рис. 6.20. Принципиальная схема двухкамерного вакуумного дегазатора:

1, 1' – сливные клапаны; *2, 2'* – всасывающие клапаны; *3, 3'* – дегазационные камеры; *4, 4'* – золотники регуляторов уровня; *5* – клапан-разрядник; *6* – вакуумный ресивер; *7* – регулятор вакуума

тора. Всасывающий клапан под действием давления бурового раствора открывается, и раствор начинает поступать в дегазационную камеру. Для обеспечения дегазации бурового раствора достаточно включить вакуумный насос ВВН-2. Так как в момент включения клапан-разрядник *5* находится в одном из крайних положений, то одна из дегазационных камер *3* подключена к вакуумному насосу, а вторая *3'* сообщается с атмосферой. Работаящий вакуумный насос создает в камере *3* разреженность, поэтому сливной клапан *1* закрыт под действием атмосферного давления.

Когда в камере *3* будет достигнуто заданное значение вакуума, мембрана золотникового механизма *7*, сжав пружину и заняв нижнее положение, переместит шток золотника и соединит мембранную полость всасывающего клапана *2* с вакуумным ресивером *6*. После этого мембрана перемещается вверх, всасывающий клапан открывается, поступающая в дегазационную камеру жидкость очищается от газа и собирается в сборнике.

По мере заполнения сборника дегазированной жидкостью шток золотника *4* поплавкового регулятора перемещается под действием поплавка и системы рычагов, и при предельном уровне жидкости мембранная полость клапана-разрядника оказывается соединенной с вакуумным ресивером *6*. Клапан-разрядник соединяет заполненную камеру *3* с атмосферой, а порожнюю камеру *3* подключает к вакуумному насосу при помощи клапана *2*. В этот момент дегазированный буровой раствор начинает выливаться в емкость через сливной клапан *1*. Одновременно в камере *3'* создается разрежение, и нагнетательный клапан *1'* закрывается. Как только камера *3'* заполнится буровым раствором, золотник *4'* соединит мембранную полость клапана-разрядника с вакуумным ресивером, и произойдет следующий цикл переключения камер.

В зависимости от газонасыщенности буровые растворы условно делятся на четыре группы: 1) интенсивно вспенивающиеся; 2) умеренно вспенивающиеся; 3) газированные со стойкой фазой газа; 4) газированные с нестойкой фазой газа. Для каждого раствора рекомендуется определенное значение вакуума при обработке в дегазаторе:

Группа раствора.....	1	2	3	4
Вакуум, МПа	0,075–0,08	0,05–0,07	0,03–0,07	0,03–0,05

Значение вакуума в дегазаторе регулируют путем изменения степени сжатия пружины мембраны золотника. После того как установлено необходимое разрежение в камере дегазатора, необходимо отрегулировать его пропускную способность при помощи ограничительных болтов, позволяющих изменить ход приемных клапанов. При ввинчивании болтов внутрь клапанных коробок снижается пропускная способность дегазатора. Желательно, чтобы пропускная способность дегазатора была больше объема циркулирующего раствора. В этом случае часть дегазированной жидкости перетекает из выкидного отсека емкости в приемный и над всасывающими патрубками приемных клапанов автоматически устанавливается уровень жидкости.

По мере увеличения вакуума пропускная способность дегазатора уменьшается, поэтому не следует без необходимости устанавливать в камерах дегазатора высокую степень разрежения.

Повышения эффекта дегазации можно достигнуть только путем повышения значения вакуума в дегазационных камерах.

В связи с тем, что сборник жидкости дегазатора имеет постоянный объем, пропускную способность дегазатора можно регулировать только при изменении времени полного цикла дегазации (длительность полного цикла дегазации складывается из времени откачки из дегазационной камеры и времени всасывания жидкости). Пропускную способность дегазатора можно изменять двумя способами: сжатием пружины золотника (изменением вакуума в камере); открытием приемного клапана (изменением пропускной способности дегазационной камеры). Оба способа имеют преимущества и недостатки, поэтому выбор способа определяется трудностью дегазации бурового раствора.

Основным контролируемым параметром работы дегазатора является значение вакуума в камерах. Причиной ее изменения могут быть различного рода неполадки в системе дегазации.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Твердые частицы в буровом растворе, как правило, необходимы, но они существенно затрудняют процесс бурения скважины. Они приводят к повышению его вязкости, увеличению гидравлических сопротивлений, усиленному износу деталей гидравлического оборудования, в первую очередь буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб и циркуляционной системы, а также к возрастанию расхода топлива и (или) электроэнергии.

Когда в неутяжеленном растворе в результате его зашламления накапливается большое количество твердой фазы и удалить ее очистными устройствами трудно, буровой раствор просто заменяют свежеприготовленным.

Основная доля стоимости утяжеленных растворов приходится на барит, поэтому даже в тех случаях, когда содержание твердых частиц настолько велико, что раствор становится практически не прокачиваемым, его стараются не заменять, а отрегулировать в нем содержание и состав твердой фазы.

Если не противодействовать загрязнению бурового раствора твердыми частицами, то затраты на его обслуживание резко возрастут.

Наиболее заметный прогресс в регулировании содержания и состава твердой фазы в буровых растворах был достигнут, начиная с 50-х годов прошлого века, в результате применения центрифуг-отстойников. Это оборудование, претерпев значительную модернизацию, используется до настоящего времени. Основным современным аппаратом для выполнения этой технологической операции является центробежный сепаратор, представляющий собой разновидность центрифуг.

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 6.21) представляет собой перфорированный ротор 2, вращающийся внутри корпуса 1. Буровой раствор, поступающий в корпус 1, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение, в результате чего происходит разделение твердой фазы по массе. Наиболее массивные частицы раствора (барит, крупный шлам) оттесняются к стенкам корпуса сепаратора и перемещаются периферийной частью потока к сливному отверстию 4 корпуса. Жидкая фаза бурового раствора с тонкодисперсными частицами движется внутри ротора и выходит из аппарата через полый вал 3 ротора.

Разделив буровой раствор на облегченный и утяжеленную пульпу, оператор получает возможность регулировать их возврат в циркуляционную систему и подачу в запасные емкости, таким образом осуществляя первичное регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе. Окончательное доведение раствора до кондиции производят путем добавления в него (при необходимости) свежих порций компонентов.

Поступающий через ввод 5 на обработку в центробежный сепаратор

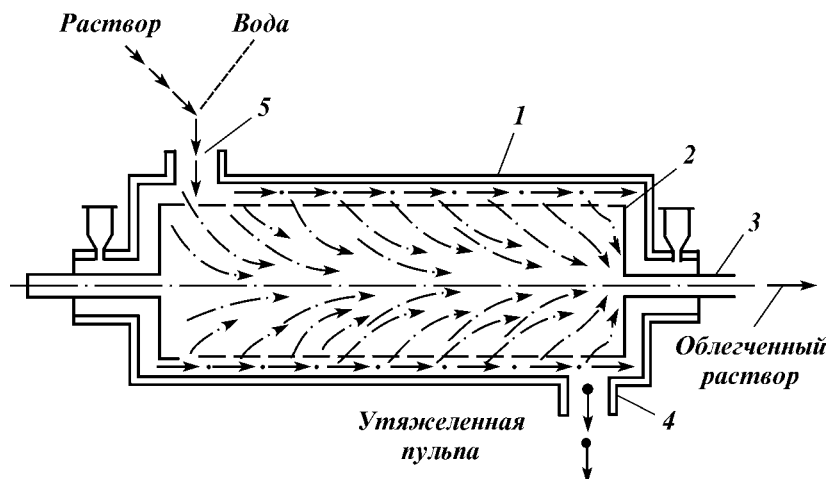


Рис. 6.21. Схема центробежного сепаратора буровых растворов

буровой раствор обычно разбавляют водой для того, чтобы уменьшить вязкость и таким образом улучшить условия разделения твердой фазы по массе.

С помощью агрегата можно выполнять следующие функции:

1) тонкую очистку раствора от шлама – для этого сепаратор устанавливают в качестве четвертой ступени очистки после илоотделителя; часть бурового раствора, очищенного на блоке гидроциклонов илоотделителя, подают в сепаратор и таким образом удаляют из раствора частицы шлама размером более 4 мкм;

2) регенерацию утяжелителя – в процессе циркуляции или спуско-подъемных операций сепаратор включают в работу и из избыточной части раствора извлекают пульпу утяжелителя; эту пульпу затем собирают в запасную емкость и при необходимости добавляют в рабочий объем бурового раствора;

3) регулирование содержания и состава твердой фазы – это основная технологическая задача, для решения которой строго контролируются подача раствора и режим работы агрегата; утяжеленная пульпа, твердая фаза которой состоит в основном из барита, возвращается частично или полностью в циркуляционную систему, а облегченная часть раствора в случае его обогащения тонкодисперсными частицами шлама сбрасывается в отстойный амбар; эта часть потока частично используется для разбавления рабочего объема бурового раствора;

4) сгущение пульпы из песков и илов. Иногда сепаратор используют для дополнительного сгущения пульпы из песков и илов, собираемых из нижних насадок гидроциклонных шламоотделителей; это позволяет сократить потери бурового раствора при использовании многоступенчатой гидроциклонной очистки; дополнительно извлеченный из песков и илов буровой раствор вместе с дорогостоящими реагентами возвращается в циркуляционную систему, а шлам сбрасывается в отвал.

Современная центрифуга при нормальном режиме работы способна обрабатывать до 1,5 л/с бурового раствора. На форсированном режиме допускается подача до 2 л/с; рабочий диапазон пропускной способности 45–75 л/мин.

Центрифуга – высокоэффективный аппарат для разделения суспензий, но и она имеет недостатки: конструкция ее сложна и требуется высокая квалификация обслуживающего персонала. Поэтому наиболее целесообразно аппараты использовать кратковременно. Наличие многочисленных вращающихся деталей, абразивная рабочая среда, высокие частоты вращения (1800–2300 об/мин), сальниковые уплотнения, винтовые насосы – все это требует тщательного ухода и высокой культуры эксплуатации.

Центрифуга в 10–11 раз дороже песко- и илоотделителей.

При обработке утяжеленного бурового раствора перед подачей в центрифугу его необходимо разбавлять водой. В противном случае потери утяжелителя будут существенными. Современные условия эксплуатации центрифуг таковы, что каждые один-два объема бурового раствора надо разбавлять одним объемом воды. Поэтому, во-первых, облегченную часть раствора вместе с реагентами приходится выбрасывать, а во-вторых, возникает необходимость в специальной системе оборотного водоснабжения и захоронения (или нейтрализации) сбрасываемого осветленного продукта. Все это свидетельствует о необходимости строгого анализа границ

применимости центрифуги в определенных геолого-технических условиях бурения скважин.

В практике бурения скважин для регулирования содержания и состава твердой фазы широко используются шнековые центрифуги (рис. 6.22). Шнек вращается с определенной скоростью и транспортирует скапливающуюся у стенок корпуса сгущенную пульпу к разгрузочному устройству. Такой тип центрифуги позволяет почти полностью отделять от барита жидкую фазу и поэтому чаще всего используется для регенерации утяжелителя из бурового раствора. Режим работы этих центрифуг регулируют подачей раствора на обработку, степенью его разбавления водой, частотой вращения ротора.

Однако в связи с высокой стоимостью и сложностью технического обслуживания центрифугу не всегда целесообразно применять. Выгодней и проще использовать гидроциклонные аппараты. Сущность работы такого аппарата в режиме регенерации утяжелителя состоит в том, что разбавленный водой буровой раствор поступает по тангенциальному вводу в гидроциклон, в центробежном поле которого происходит отделение барита от раствора. Баритовая пульпа возвращается в буровой раствор или сливается в специальную емкость, а облегченная водоглинистая смесь через верхний слив гидроциклона сбрасывается в отстойник. Вода в отстойнике отделяется от глинистых частиц и может повторно использоваться для разбавления новых порций подаваемого на обработку бурового раствора.

Такие аппараты, обычно называемые гидроциклонными глиноотделителями, достаточно эффективны. Они способны регенерировать до 80–90 % барита при степени разбавления бурового раствора, равной четырем. Значительное разбавление раствора водой (соотношение воды: раствор составляет 4:1) является главным недостатком гидроциклонных глиноотделителей. Однако они могут использоваться с хорошей экономической эффективностью.

В последние годы замечается тенденция к использованию для регу-

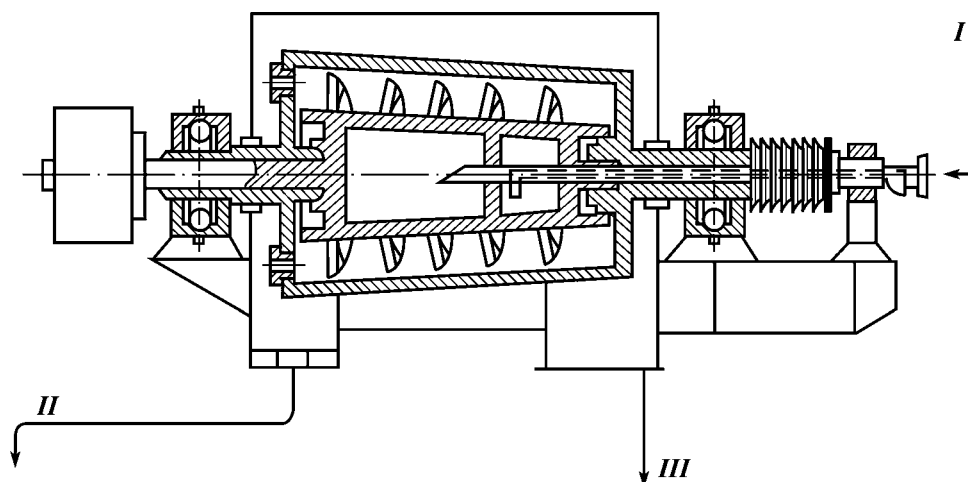


Рис. 6.22. Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя:
I – подача раствора; II – выход утяжеленной пульпы; III – слив раствора

лирования содержания и состава твердой фазы буровых растворов специальных реагентов — флокулянтов — в сочетании с известными и широко применяемыми средствами очистки: отстойниками, виброситами и гидроциклонными шламоотделителями. Принцип действия флокулянтов основан на том, что частицы твердой фазы под действием этого реагента агрегируются в так называемые флокулы и превращаются в сравнительно большие по размеру хлопья, которые можно удалить с помощью обычных средств очистки раствора от шлама.

Флокулянты бывают общего и селективного действия. Первые флокулируют твердую фазу растворов независимо от ее природы и дисперсного состава, вторые агрегируют лишь частицы определенного материала и дисперсного состава.

6.6. ТЕХНОЛОГИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

По мере углубления ствола скважины изменяются геологические условия разреза. Это приводит к необходимости изменения некоторых параметров бурового раствора. Если надо изменить реологические или фильтрационные характеристики бурового раствора, то его обрабатывают различными химическими реагентами.

Химическую обработку бурового раствора проводят в процессе промывки скважины либо в перерывах между долблениями. В первом случае химические реагенты вводят в начале циркуляционной системы. Во втором случае химические реагенты подают в емкость циркуляционной системы.

Предварительно химические реагенты или их смесь готовят в специальных устройствах: глино- и гидромешалках, блоках химической обработки, гидросмесителях и др.

Технология процесса химической обработки включает, как правило, гидравлические и механические перемешиватели, подпорные и шламовые насосы, а иногда — даже буровые насосы. При обработке во время циркуляции химические реагенты вводят равномерно в течение одного или двух циклов циркуляции. При отсутствии циркуляции буровой раствор обрабатывают поочередно в каждой емкости циркуляционной системы.

С целью механизации химической обработки бурового раствора создан специальный блок химической обработки бурового раствора (рис. 6.23). Он состоит из бака 1, химического насоса 2, гидросмесителя 6, устройства для разрыва мешков 4 и 9, манифольдов. На основании 5 размещен резервуар 3 для жидких химических реагентов. На втором ярусе расположена площадка для хранения затаренного в мешки порошкообразного реагента.

В нижней части основания установлен химический насос 2, который обвязан с баком 1 и резервуаром для химических реагентов 3. На верхней площадке размещают эжекторный гидросмеситель 6, около которого расположен стол с ножом для разрезания мешков. Такой же стол смонтирован у химического насоса. Гидросмеситель соединен трубопроводом 10 с блоком приготовления бурового раствора (БПР). Основание 8 имеет откидной борт 7.

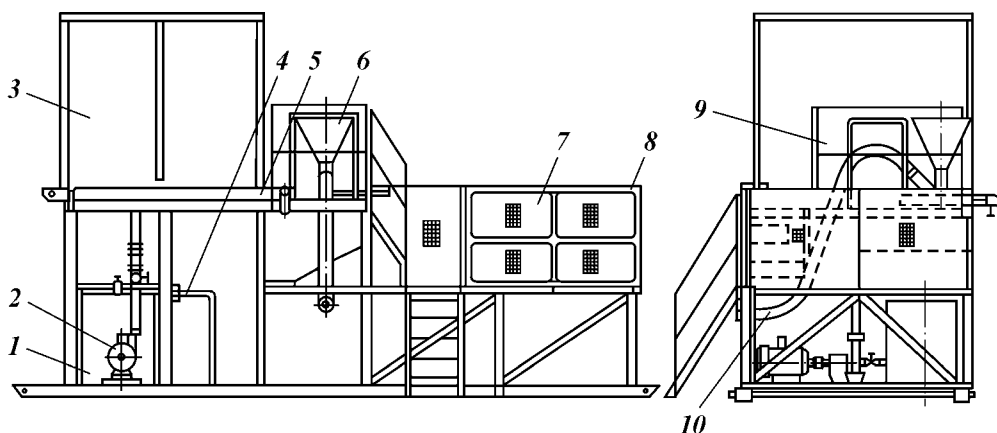


Рис. 6.23. Блок химической обработки буровых растворов

Блок предназначен для приготовления жидких химических реагентов, перекачки их из автоцистерн в резервуар, складирования мешков с порошкообразными материалами, подачи жидких реагентов в буровой раствор. Жидкие химические реагенты готовят в баке 1, в который подается вода по трубопроводам. Мешки с порошком разрезают на столе 4 и содержимое высыпает в бак. В этом случае для перемешивания используют комплект химического насоса 2. Жидкости перемешивают не менее 30 мин. Приготовленный химический реагент этим же насосом перекачивают в резервуар.

Обработанный буровой раствор из одной емкости в другую перекачивают шламовым насосом, а перемешивание его до полной гомогенизации осуществляют перемешивателями.

6.7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТЬЮ

Точность гидравлического расчета процесса промывки скважины зависит в первую очередь от достоверности исходной информации.

Некоторые исходные данные к расчету могут быть определены приближенно. К таким данным относятся: диаметр необсаженного ствола скважины, реологические свойства промывочной жидкости, шероховатость стенок труб и скважины и т.д. Поэтому при расчете следует пользоваться оценками, позволяющими удовлетворить всем технологическим и геологическим условиям бурения. Так, оценкой снизу для гидродинамического давления в кольцевом пространстве скважины, исходя из условий создания противодействия на продуктивные пласты, является гидростатическое давление столба промывочной жидкости. Для оценки сверху распределения давлений, исходя из условия недопущения гидроразрыва (поглощения) пластов, и при определении давления в насосе целесообразно применять расчетные соотношения и исходные данные, дающие несколько завышенные значения перепада (потерь) давления в различных элементах циркуляционной системы.

При определении расхода промывочной жидкости, обеспечивающего

очистку забоя и транспорт шлама в кольцевом пространстве, необходимо знать среднюю скорость течения жидкости в затрубном пространстве v_k , обеспечивающую вынос выбуренной породы из скважины. При промывке первых скважин на площади скорость v_k выбирают по расчету. По мере разбуривания площади и накопления опыта значение v_k может уточняться с учетом других факторов (тип разбуриваемых пород, способ бурения, конструкция долот и т.п.). Обычно эта скорость находится в диапазоне 0,7–1,4 м/с.

По известному значению v_k определяется расход Q промывочной жидкости, необходимый для выноса шлама:

$$Q = \frac{\pi(d_c^2 - d_n^2)}{4} v_k, \quad (6.1)$$

где d_c – диаметр скважины, м; d_n – минимальный наружный диаметр труб бурильной колонны, м.

Полученное значение Q уточняется проверкой условия, обеспечивающего очистку забоя от шлама:

$$Q \geq \frac{\pi d_c^2}{4} a, \quad (6.2)$$

где $a = 0,35 \div 0,5$ м/с при роторном способе и электробурении; $a = 0,5 \div 0,7$ м/с при бурении гидравлическими забойными двигателями.

При выборе диаметра цилиндрических втулок насоса значение Q подбирают, ориентируясь на вынос шлама, а диаметры цилиндрических втулок бурового насоса окончательно выбирают из справочных таблиц. Суммарную подачу насосов определяют по формуле

$$Q = mnQ_n,$$

где m – коэффициент заполнения; n – число насосов; Q_n – подача насоса при данном диаметре втулок, м³/с.

Коэффициент m выбирается в зависимости от условий всасывания жидкостей. При наличии подпора на всасывание $m = 1$. Если всасывание осуществляется из емкостей в грунте, то при промывке водой $m = 0,9$ и глинистым раствором $m = 0,8$.

При выборе плотности промывочной жидкости, применяемой при разбуривании заданного интервала, необходимо учитывать следующие два условия: создание противодействия, препятствующего притоку в скважину пластовых флюидов, и предотвращение гидроразрыва.

Первое условие имеет вид

$$\rho = \min \left\{ \frac{k_p p_{пл}}{gL_k}, \frac{p_{пл} + \Delta p_p}{gL_k} \right\}, \quad (6.3)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м³; k_p – коэффициент резерва; $p_{пл}$ – пластовое давление, Па; g – ускорение силы тяжести, м/с²; L_k – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м; Δp_p – потери давления.

Согласно существующим правилам рекомендуются следующие значения k_p и Δp_p :

$$k_p = 1,1 \div 1,15; \Delta p_p = 1,5 \text{ МПа при } L_k < 1200 \text{ м;}$$

$k_p = 1,05 \div 1,1$; $\Delta p_p = 2,5$ МПа при $1200 \text{ м} \leq L_k \leq 2500 \text{ м}$;

$k_p = 1,04 \div 1,07$; $\Delta p_p = 3,5$ МПа при $L_k > 2500 \text{ м}$.

Рассчитанную по формуле (6.3) плотность ρ необходимо проверить на соответствие второму условию, из которого следует, что давление промывочной жидкости в затрубном пространстве против каждого пласта должно быть меньше давления гидроразрыва данного пласта. Второе условие записывается следующим образом:

$$\rho < \frac{p_r - \sum(\Delta p_{кп}) - (1 - \varphi)\rho_{ш}gL_{п}}{\varphi gL_{п}}, \quad (6.4)$$

где p_r — давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па; $\sum(\Delta p_{кп})$ — потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па;

$\varphi = \frac{Q}{(\pi v_m d_c^2 / 4) + Q}$ — содержание жидкости в шламожидкостном потоке без

учета относительных скоростей; $\rho_{ш}$ — плотность шлама, кг/м³; $L_{п}$ — глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта, м; v_m — механическая скорость бурения, м/с.

Поскольку значения $\sum(\Delta p_{кп})$ и φ зависят от расхода промывочной жидкости, то проверить второе условие можно только после установления подачи насосов.

При выборе турбобура расход промывочной жидкости Q , кроме очистки забоя и выноса шлама, должен обеспечить работу турбобура с заданным для разрушения породы моментом M_p . Поэтому по справочнику необходимо подобрать турбобур такого типа, который удовлетворяет следующим условиям: диаметр корпуса меньше диаметра долота более чем на 10 мм; расход жидкости при номинальном режиме работы $Q_{тн}$ близок к принятой подаче насоса; крутящий момент M_t не менее чем на 20 % больше заданного M_p , необходимого для разрушения породы.

Крутящий момент турбобура при работе на жидкости плотностью ρ и подаче насоса Q определяется из соотношения

$$M_t = M_{тн} \frac{\rho Q^2}{\rho_c Q_{тн}^2},$$

где $M_{тн}$, ρ_c , $Q_{тн}$ — соответственно тормозной момент на валу турбобура, плотность и расход жидкости при номинальном режиме его работы.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЭЛЕМЕНТАХ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Общие потери давления Δp (в Па) при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы определяются из выражения

$$\Delta p = \sum(\Delta p_i) = \sum(\Delta p_{тр}) + \sum(\Delta p_{кп}) + \Delta p_{мг} + \Delta p_{мк} + \Delta p_o + \Delta p_t + \Delta p_A + \Delta p_r, \quad (6.5)$$

где $\sum(\Delta p_{тр})$, $\sum(\Delta p_{кп})$ — потери давления на трение соответственно в трубах и кольцевом пространстве; $\Delta p_{мг}$, $\Delta p_{мк}$ — потери давления в местных

сопротивления соответственно в трубах и кольцевом пространстве; Δp_o — потери давления в наземной обвязке; Δp_t — перепад давления в турбобуре; Δp_Δ — потери давления в долоте; Δp_r — разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах.

Для расчета потерь давления на трение при движении промывочной жидкости без шлама в трубах и кольцевом канале необходимо определить режим течения, в зависимости от которого выбираются те или иные расчетные формулы. Для этого вычисляется значение критического числа Рейнольдса $Re_{кр}$ течения промывочной жидкости, при котором происходит переход от структурного режима к турбулентному. Это число для вязкопластических жидкостей определяется из соотношения

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}, \quad (6.6)$$

где $He = \rho d_\eta^2 \tau_0 / \eta^2$ — число Хедстрема; η — пластическая (динамическая) вязкость промывочной жидкости, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па.

При тении жидкости внутри бурильной колонны значение d_r принимается равным внутреннему диаметру бурильных труб d_t . В затрубном пространстве d_r определяется как разность между диаметром скважины d_c и наружным диаметром бурильных труб d_n .

Если число Рейнольдса движения жидкости в трубах Re_t или кольцевом пространстве $Re_{кп}$ больше вычисленного значения $Re_{кр}$, то режим течения турбулентный. В противном случае движение происходит при структурном режиме.

Значения Re_t и $Re_{кп}$ определяются по формулам:

$$Re_t = \rho v_t d_t / \eta = 4\rho Q / \pi d_t \eta; \quad (6.7)$$

$$Re_{кп} = \frac{\rho v_{кп} (d_c - d_n)}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi (d_c - d_n) \eta}, \quad (6.8)$$

где $v_t = \frac{4Q}{\pi d_t^2}$, $v_{кп} = \frac{4Q}{\pi (d_c^2 - d_n^2)}$ — средняя скорость жидкости соответственно в трубах и кольцевом канале; d_t , d_n — соответственно внутренний и наружный диаметры секций бурильной колонны, состоящей из труб одного размера, м.

При турбулентном режиме течения потери давления по длине канала определяются по формуле Дарси — Вейсбаха:

внутри труб

$$\Delta p_t = \lambda_t \frac{\rho v_t^2}{2d_t} l = \lambda_t \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_t^5}; \quad (6.9)$$

в кольцевом пространстве

$$\Delta p_{кп} = \lambda_{кп} \frac{\rho v_{кп}^2}{2(d_c - d_n)} l, \quad (6.10)$$

где l — длина секции бурильных труб одинакового диаметра d_t или d_n , м; λ_t , $\lambda_{кп}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления трению в трубах и кольцевом пространстве. Их значения следует вычислять по формулам:

$$\lambda_{\tau} = 0,1 \left(\frac{1,46k}{d_{\tau}} + \frac{100}{\text{Re}_{\tau}} \right)^{0,25}; \quad (6.11)$$

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,107 \left(\frac{1,46k}{d_{\text{с}} - d_{\text{н}}} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{кп}}} \right)^{0,25}. \quad (6.12)$$

Шероховатость k для стенок трубного и обсаженных участков затрубного пространства принимают равной $3 \cdot 10^{-4}$ м, а для необсаженных участков затрубного пространства — $3 \cdot 10^{-3}$ м. Формулы (6.11) и (6.12) получены для турбулентных течений в трубах и кольцевых каналах вязкой жидкости. Будем их использовать и для турбулентных течений неньютоновских жидкостей, поскольку для них нет полностью подтвержденных экспериментально аналогичных формул. В случае структурного режима течений формулы для определения потерь давления по длине канала имеют вид:

$$\Delta p_{\tau} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\tau} d_{\tau}}; \quad (6.13)$$

$$\Delta p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}}(d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}, \quad (6.14)$$

где β_{τ} , $\beta_{\text{кп}}$ — коэффициенты, значения которых можно определить по графику (рис. 6.24), предварительно вычислив число Сен-Венана для труб S_{τ} или кольцевого пространства $S_{\text{кп}}$ по формулам:

$$S_{\tau} = \frac{\tau_0 d_{\tau}}{\eta v_{\tau}} = \frac{\pi \tau_0 d_{\tau}^3}{4\eta Q}; \quad (6.15)$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{\tau_0 (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}{\eta v_{\text{кп}}} = \frac{\pi \tau_0 (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})^2 (d_{\text{с}} + d_{\text{н}})}{4\eta Q}. \quad (6.16)$$

По формулам (6.10), (6.14) определяются потери давления в кольцевом канале между стенками скважины и турбобуром. При этом значениям $d_{\text{н}}$ и l в формулах будут соответствовать наружный диаметр корпуса турбобура d_{τ} и его длина l_{τ} . Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяются из выражения

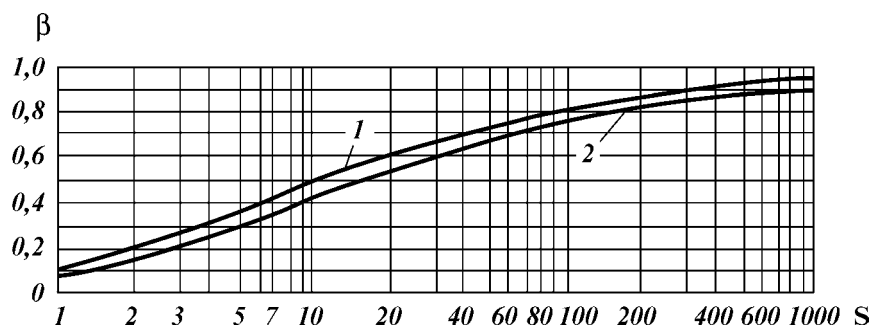


Рис. 6.24. Зависимость β от числа Сен-Венана S для круглых (1) и кольцевых (2) каналов

$$\Delta p_{\text{МК}} = \frac{l}{l_T} = \left(\frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_m^2} - 1 \right)^2 \rho v_{\text{кп}}^2, \quad (6.17)$$

где l_T — средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; d_m — наружный диаметр замкового соединения, м; l — длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих внутреннюю высадку, вычисляются потери давления в местных сопротивлениях внутри труб по формуле

$$\Delta p_{\text{MT}} = \xi \frac{\rho v_T^2}{2} \frac{l}{l_T}. \quad (6.18)$$

Потери давления в наземной обвязке находят по формуле

$$\Delta p_o = (\alpha_c + \alpha_{\text{ш}} + \alpha_b + \alpha_k) \rho Q^2, \quad (6.19)$$

где α_c , $\alpha_{\text{ш}}$, α_b , α_k — коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки, приводимые в справочной литературе.

Перепад давления в турбобуре вычисляют исходя из кинематического подобия по формуле

$$\Delta p_T = \Delta p_{\text{тн}} \frac{\rho Q^2}{\rho_c Q_{\text{тн}}^2}, \quad (6.20)$$

где $\Delta p_{\text{тн}}$, $Q_{\text{тн}}$ — справочные данные турбобура при номинальном режиме его работы на жидкости известной плотности ρ_c .

Перепад Δp_T вычисляется по формуле $\Delta p_T = (1 - \varphi)(\rho_{\text{ш}} - \rho)gL$. При промывке без углубления, когда плотности раствора на входе и выходе скважины сравниваются, Δp_T равно нулю.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ДОЛОТЕ. ВЫБОР ГИДРОМОНИТОРНЫХ НАСАДОК

Резерв давления Δp_A , который может быть реализован в долоте, определяется как разность между давлением bp_n , развиваемым насосом (или насосами) при выбранном диаметре втулок, и суммой перечисленных выше потерь давления в элементах циркуляционной системы $\Delta p = \sum(\Delta p_i)$:

$$\Delta p_A = bp_n - \sum(\Delta p_i), \quad (6.21)$$

где b — коэффициент, равный 0,75–0,80 и учитывающий, что рабочее давление нагнетания насосов должно быть, согласно правилам ведения буровых работ, меньше паспортного на 20–25 %.

По значению Δp_A следует установить возможность использования гидромониторного эффекта при бурении данного интервала скважины. Для этого необходимо вычислить скорость движения жидкости в промывочных отверстиях долота

$$v_A = \mu \sqrt{2\Delta p_A / \rho}, \quad (6.22)$$

где μ — коэффициент расхода, значение которого следует принимать равным 0,95. Если полученное исходя из резерва давления значение

$v_A \geq 80$ м/с, то это означает, что рассматриваемый интервал можно бурить с использованием гидромониторных долот.

Следует иметь в виду, что перепад давления, срабатываемый в насадках гидромониторного долота, не должен превышать некоторого предельного значения $\Delta p_{кр}$, определяемого как возможностью запуска турбобура, так и прочностью конструктивных элементов долота. В настоящее время этот предел $\Delta p_{кр} = 12 \div 13$ МПа. Поэтому по формуле (6.22) необходимо подобрать такие значения v_A и Δp_A , чтобы выполнялись условия

$$v_A \geq 80 \text{ м/с}; \Delta p_A < \Delta p_{кр}. \quad (6.23)$$

При выполнении условий (6.23) рассчитывается суммарная площадь насадок гидромониторного долота

$$\Phi = (Q - Q_y) / v_A, \quad (6.24)$$

где $Q_y = \sqrt[n]{\frac{\Delta p_A}{k\rho}}$ – расход (утечки) промывочной жидкости через уплотнение

вала турбобура, м/с; k, n – опытные коэффициенты, характеризующие негерметичность уплотнения конкретного турбобура. Найдя Q_y , необходимо проверить выполнение условий выноса шлама и очистки забоя. Если разность $Q - Q_y$ превышает значения расходов, вычисленные по формулам (6.1) и (6.2), то названные условия будут соблюдены.

По назначению Φ подбирают диаметры насадок гидромониторного долота.

Если для данного долота $v_A < 80$ м/с, то следует сделать вывод о том, что бурение данного интервала с использованием гидромониторного эффекта невозможно. В этом случае необходимо вычислить перепад давления в долоте по формуле

$$\Delta p_A = \rho v_A^2 / 2\mu^2. \quad (6.25)$$

6.8. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И БУРОВОГО ШЛАМА

Одной из сложных проблем является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР) и шлама (БШ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды. В ее решении важная роль отводится разработке методов, специальной технике и технологии утилизации и обезвреживания указанных отходов бурения.

Основные направления утилизации отходов бурения показаны на рис. 6.25. Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В этой области имеется богатый опыт зарубежных фирм, а также отечественной практики бурения. Этот подход оправдан не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако это важное и экологиче-

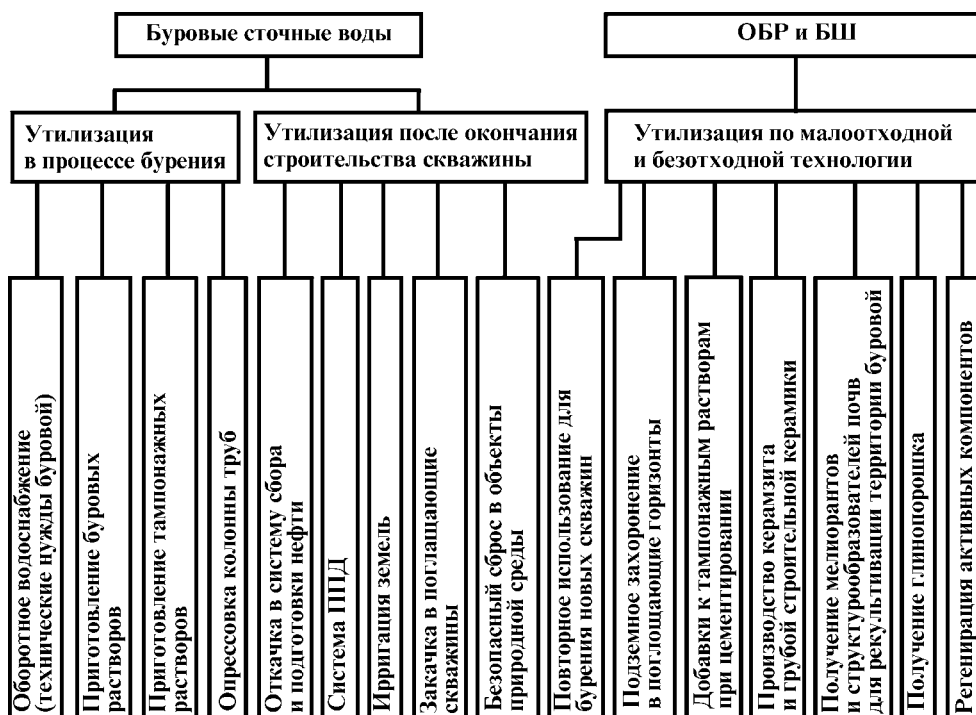


Рис. 6.25. Основные направления утилизации отходов бурения

ски целесообразное направление утилизации ОБР не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ, значительной удаленности буровых друг от друга, что делает его экономически невыгодным мероприятием. Например, расчеты показывают, что затраты на транспортировку ОБР на расстояние свыше 250 км начинают превышать стоимость раствора, приготовляемого на месте.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. При этом возможны два варианта. По первому варианту ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин, по второму – ОБР используется в качестве основного тампонажного материала. Так, фирма «Dresser Magcobag» (США) разработала тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе. Причем в составе ОБР допускается определенное содержание нефти и нефтепродуктов (дизтоплива) и утяжелителя. При этом отмечается, что наличие утяжелителя играет положительную роль, так как он способствует увеличению прочности полученного тампонажного камня. Достоинством такого материала является его хорошая совместимость с буровым раствором, что приводит к повышению качества сцепления тампонажного камня с породами интервала цементирования и обсадной колонной в затрубном пространстве, а также отсутствие усадки.

В числе других преимуществ можно выделить значительное снижение расхода тампонажных спеццементов, простоту приготовления таких растворов, использование оборудования буровой для их приготовления, лег-

кость контроля сроков схватывания путем использования замедлителей и достаточно высокую прочность тампонажного камня.

Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно.

В отечественной практике к таким работам относятся работы по использованию ОБР для крепления скважин. С этой целью разработаны специальные отверждающие глинистые растворы (ОГР), выполняющие функции тампонажного камня при креплении скважин. Для этого предлагается в качестве отвердителя использовать алкил-резорцины с формалином. Такой материал пригоден для крепления скважин в интервале температур 20–50 °С. Однако реализация этого способа сдерживается высокой токсичностью применяемых веществ, трудностью регулирования сроков твердения буровых растворов и сложностью технологии обработки раствора на дневной поверхности.

Необходимо также отметить, что, несмотря на простоту и очевидную доступность этого метода утилизации отходов, он широкого распространения не получил из-за ограничений, связанных с геологическими условиями проводки скважин.

Заслуживающим внимания способом утилизации ОБР является их использование в качестве основы удобряющих компостов и мелиорантов, предназначенных для внесения в почву при рекультивации шламовых амбаров и территории буровой, а также структурообразователя почвогрунтов. Пригодными для этих целей смогут быть лишь буровые растворы, не содержащие нефти и нефтепродуктов, хроматов и токсичных для почв минеральных солей. Наиболее целесообразно использовать такие компосты и мелиоранты для солонцовых, песчаных и супесчаных почв, т.е. почв, обедненных глинистыми структурообразующими компонентами. Предпосылкой такой постановки вопроса является механизм мелиорации, заключающийся в связывании глинистым коллоидным комплексом разрозненных механических элементов указанных почв в единую морфологически и агрономически ценную структуру. Так, исследованиями показано, что глинистые ОБР, обрабатываемые в процессе бурения гуматными реагентами, не содержащими нефти, и имеющие в своем составе менее 2 % минеральных солей, являются хорошим структурообразующим агентом для почв указанных типов. Наиболее ярко мелиорирующий эффект ОБР проявляется при его совместном использовании с фосфогипсом-дигидратом. Эффективность такого мелиоранта обусловлена содержанием в его составе структурообразующего глинистого коллоидного комплекса, рационального количества питательных для почв компонентов (гуматов калия, кальция, разлагающейся органики и др.), носителем которых служит ОБР, а также кальция, фосфора и ряда других микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дигидратом.

Внесение в почву предложенного мелиоранта приводит к заметному улучшению ее структуры и агрономических свойств. Так, pH почвы становится близким к нейтральному. Гуматы, привносимые в почву мелиорантом, находятся в устойчивой кальциевой форме в отличие от преимущественно натриевых гуматов, содержащихся в почвенной среде. Это способствует закреплению органического вещества в почве и улучшению тем самым почвенной структуры и пищевого режима. Улучшение водно-физических и агрохимических свойств почвы в значительной мере происходит в результате структурообразования коллоидной фракции глины ОБР в присутствии фосфогипса-дигидрата, а также в результате насыщения почвен-

ного поглощающего комплекса фосфогипсом и внесения с мелиорантом ценных питательных биогенных элементов — фосфора, калия и др. Единственным ограничивающим условием применимости этого безусловно прогрессивного и практически доступного метода утилизации полужидких отходов бурения является состав ОБР, который не должен содержать вредных и токсичных для почв и экологической цепи в целом компонентов.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Причем глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества (бентопорошок), что придает такому сырью хорошие технологические свойства. Кроме того, в составе ОБР содержится значительное количество органики и нефти.

Наличие органики и нефти обеспечивает высокий эффект вспучивания глинистой массы при обжиге.

Исследованиями показана не только принципиальная возможность получения из ОБР керамзита, но и реальность осуществления его производства на действующих заводах без изменения существующей технологии.

Весьма интересные результаты получены при оценке возможности использования ОБР для производства строительного кирпича. Исследования проводили по стандартной методике, принятой для изделий грубой строительной керамики. Для этого в исходную глинистую сырьевую смесь вводили различные количества ОБР и определяли реологические свойства шихты и свойства керамического изделия.

Результаты экспериментов показывают, что введение в традиционную сырьевую смесь для производства глиняного кирпича ОБР в количестве до 25 % не только не ухудшает показатели качества получаемого керамического изделия, но и существенно улучшает реологические свойства исходной шихты. При этом повышается формовочная влажность массы, ее пластическая вязкость, а показатель предельного напряжения сдвига находится в оптимальном диапазоне. Такое действие добавок ОБР повышает формовочную способность состава и облегчает выполнение технологических операций по переработке сырья в керамическую массу. Получаемый кирпич обладает высокими потребительскими свойствами — он характеризуется минимальной усадкой, незначительным водопоглощением и высокими прочностными показателями. Уменьшение усадки кирпича происходит за счет слабовспучивающего эффекта ОБР при обжиге такой сырьевой смеси. Уменьшение водопоглощения кирпича обусловлено в первую очередь структурой вводимого ОБР и наличием в его составе высококоллоидальной глинистой фракции и структурообразующей органики, придающей сырью и готовому изделию определенные гидрофобные свойства. Использование глинистой массы с большим содержанием высококоллоидальных глинистых частиц придает сырьевой смеси однородную структуру, что в конечном счете ведет к получению керамического изделия с более мелкими и однородными по размеру порами. В результате этого водопоглощение кирпича заметно уменьшается. Повышение прочности кирпича обусловлено также наличием в составе ОБР высококоллоидальной глинистой фракции, что при обжиге позволяет получить высокопрочную структуру изделия.

Результаты промышленного испытания данного метода утилизации ОБР показали, что на практике все подготовительные и основные операции производства глинистого строительного кирпича с использованием отработанных буровых растворов в качестве добавок к исходной глинистой шихте осуществляются в рамках традиционно применяемой технологии и не требуют их корректировки или создания специального дополнительного оборудования.

Указанное направление утилизации отходов бурения является наиболее эффективным способом решения не только проблемы охраны окружающей среды, но и проблемы ресурсосбережения, так как позволяет вовлечь в активное использование вторичные ресурсы. Такое природоохранное мероприятие обеспечивает не только экологический, но и экономический эффект за счет придания отходам бурения новых потребительских свойств и возможности их использования для различных нужд. Этому направлению утилизации отходов должен быть отдан приоритет перед другими областями утилизации ввиду очевидной важности решаемых при этом задач. Успешное же решение этой проблемы во многом будет зависеть от организации специальных производств, максимально приближенных к районам массового бурения скважин, что сделает экономически целесообразным и рентабельным реализацию на практике этого важного природоохранного и ресурсосберегающего мероприятия.

Одним из интересных направлений утилизации ОБР и БШ является их использование в дорожном строительстве. Однако перспективность этого метода и его экономическая состоятельность еще не доказаны, так как рекомендуется использовать ОБР, содержащий в своем составе, судя по анализу полученных данных, как безвредные, так и токсичные компоненты. Только после проведения всесторонних исследований в этой области может быть сделан окончательный вывод о практической полезности и экологической чистоте этого метода.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. При этом практикуется захоронение ОБР и БШ в специально отведенных местах, в глубокозалегающих подземных горизонтах, в земляных амбарах непосредственно на территории буровой.

Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. Вместе с тем захоронение отходов по этому способу является единственно возможным вариантом решения природоохранной проблемы, например, при морском бурении, бурении в курортных и прибрежных водоохраных зонах, а также в экологически уязвимой местности.

Недостаточно распространен и метод захоронения жидких отходов, преимущественно ОБР, в глубокозалегающие подземные горизонты. Он может быть реализован только при наличии в разрезе разбуриваемого месторождения соответствующих геологических условий, обеспечивающих безопасное захоронение таких отходов. Необходимым и обязательным условием при этом является наличие хорошо экранированных водонепроницаемых пластов с высокими емкостными свойствами, не имеющих гидродинамической связи с другими горизонтами. Кроме того, экономически

целесообразно захоронение лишь в случае больших объемов закачки отходов, например, при кустовом бурении.

В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них негативные процессы.

Представляется неэкономичным и способ захоронения ОБР и БШ в специально отведенных местах. В качестве шламохранилищ могут использоваться бросовые земли, исключенные из землепользования, карьеры после прекращения их разработки, а также специально сооружаемые и оборудуемые хранилища. Существенным недостатком указанного метода являются значительные транспортные расходы на вывоз ОБР со скважин, так как такие места захоронения находятся зачастую на большом удалении от буровых. К тому же не всегда удается выбрать подходящее место, отвечающее требованиям безопасного захоронения указанных отходов.

В американской практике бурения известен и практикуется метод захоронения ОБР в земляных амбарах, стенки которых изолируются пленкой из полиэтилена или поливинилхлорида и бентонитом. После заполнения амбара буровым раствором его засыпают минеральным грунтом, смешанным с бентонитом, наносят слой плодородной почвы и рекультивируют. Однако у нас в стране такой метод не получил должного распространения, хотя и заслуживает внимания.

Известен и нашел частичное применение в зарубежной практике и метод разбрызгивания ОБР на пахотные земли после предварительной его нейтрализации. Однако использование указанного метода ограничивается типом и системой обработки бурового раствора. Этот метод не приемлем для минерализованных буровых растворов, т.е. растворов с высоким содержанием хлоридов и других токсичных солевых компонентов. Но отсутствие в литературе сведений о нейтрализующих агентах не позволяет дать объективную оценку возможностей метода, а также практической и экономической целесообразности его применения.

Анализ данной проблемы свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от загрязнения. Этот доступный и практически повсеместно используемый метод локализации отходов бурения является экологически оправданным лишь при условии обезвреживания захороняемой массы.

6.9. МЕТОДЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев ОБР и БШ захороняются в земляных амбарах непосредственно на территории буровой после окончания бурения скважины. Это решение не обеспечивает надежной экологической защиты мест захоронения отходов. Положение еще более усугубляется тем, что такой метод требует длительного времени подсыхания содержимого амбаров перед их засыпкой с последующей рекультивацией, а это невыгодно в плане рационального использования зе-

мель. Вместе с тем этот метод ликвидации отходов бурения наиболее доступен по сравнению с другими, несмотря на безвозвратные потери бурового раствора. Обезвреживание же отходов позволяет не только повысить экологичность таких работ, но и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и БШ, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Основные направления работ в области обезвреживания отходов бурения концентрируются на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и БШ. Физико-химическая нейтрализация содержимого шламовых амбаров представляется привлекательным методом предотвращения загрязнения объектов природной среды отходами бурения. Один из них предусматривает разделение ОБР на жидкую и твердые фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. С этой целью в США предложен способ разделения фаз ОБР. Для обработки используют флокулирующие добавки. Такие добавки вызывают коагуляцию и флокуляцию жидкой части отходов и высаживание твердой фазы в осадок. После удаления из амбара осветленной воды оставшаяся масса вновь обрабатывается флокулянтами, и так продолжается до тех пор, пока вся основная часть воды не будет удалена из жидких отходов.

Наиболее перспективным представляется использование передвижных блочных установок для обработки отходов бурения. Они состоят из блока двигателя, приемной емкости с мешалкой для хранения бурового раствора, погружного насоса, электроприводного устройства для перекачки дегидратированного бурового раствора и, в случае необходимости, дополнительного узла для физико-химической обработки воды. Производительность установки составляет до 10 м³/ч. Имеются и другие разработки, обеспечивающие глубокое обезвреживание отходов бурения.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды. Он реализуется следующим образом. В амбар с ОБР вводят коагулянт из расчета 1,5 кг на 1 м³ жидкой фазы. Указанный амбар содержит примерно 50 % шлама и 50 % жидкой фазы. Введение коагулянта осуществляется при активном смешении его с ОБР с помощью цементировочного агрегата в течение 1,5–2,0 ч. Затем ОБР отстаивается в течение суток. После отстоя осветленную воду откачивают на технологические нужды. Подвижную часть загущенного осадка буровым насосом откачивают из амбара и смешивают с вяжущим компонентом, например, с цементом из расчета 0,8 т на 1 м³ подвижной части загущенного осадка. Полученную смесь вводят в амбар и равномерно распределяют по поверхности придонной неподвижной части загущенного осадка. Отверждение поверхностного слоя загущенного осадка заканчивается через 2 сут. На отвержденную поверхность наносится экран из глины толщиной 0,3 м. Затем оставшуюся часть котлована засыпают минеральным грунтом.

Предложенный способ пока не имеет достаточной реализации в промышленных условиях, что не позволяет судить о его рациональности. К тому же значителен расход вяжущего.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является окисление и гидрофобизация его поверхности. Значительный объем работ в этом направлении выполнен Т.И. Гусейновым, А.А. Мовсумовым и другими специалистами. Ими изучены закономерности и особенности про-

цессов окисления и гидрофобизации поверхности бурового шлама и установлены наиболее целесообразные границы применимости данных методов в соответствии с уровнем загрязненности таких отходов бурения. Как показали исследования, метод окисления органических загрязнителей, содержащихся в буровом шламе, обладает гораздо меньшей эффективностью по сравнению с гидрофобизацией. Это одна из основных причин, не позволяющая рекомендовать метод окисления в практику обезвреживания буровых шламов. Более перспективным, по мнению исследователей, является обезвреживание шлама методом гидрофобизации его поверхности с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующим действием электролитов. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ. Из известных растворов полимеров наибольшей эффективностью обладает сополимер малеинового ангидрида с акриламидом, который позволяет получать высокую степень гидрофобизации поверхности бурового шлама и, как следствие, обеспечивает необходимую глубину обезвреживания. Этот метод рекомендован в основном для обезвреживания шлама при морском бурении, так как эффект гидрофобизации поверхности усиливается при попадании обработанного таким полимером БШ в морскую среду. Однако из-за значительных расходов гидрофобизирующего агента и его дефицитности этот метод широкого распространения в практике буровых работ не получил.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе. По мнению ряда исследователей, этот метод является наиболее доступным и перспективным. Его практическая реализация осуществляется в печах специальной конструкции, из которых заслуживает внимания барабанная электрическая печь, разработанная в ГИПРОморнефти под руководством Т.И. Гусейнова. Она позволяет реализовать необходимые термические режимы для достижения глубокого обезвреживания шламовых масс с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов и других загрязнителей органической природы. Основным недостатком этого метода, сдерживающим его широкую практическую реализацию, является значительный расход электроэнергии на проведение обжига шлама.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов).

Приоритетным направлением обезвреживания отходов бурения является их отверждение. Обезвреживающий эффект при этом достигается за счет превращения указанных отходов бурения в инертную консолидированную массу и связывания в ее структуре загрязняющих веществ, что практически исключает миграцию их за пределы отвержденного бурового раствора. Такую отвержденную массу можно захоронить в земляных амбарах непосредственно на территории буровой без нанесения ущерба окружающей среде. Ввод в ОБР активирующих добавок позволяет, кроме того, получать отвержденную массу, выдерживающую нагрузку, которую создает транспортная техника. При этом значительно упрощается процесс захоронения, облегчаются последующие планировка и рекультивация амбаров,

а также существенно сокращаются сроки возврата земель основному землепользователю.

Метод отверждения является не только практически доступным, но и экономически выгодным. Об этом свидетельствуют и примерные расчеты сравнительной экономической эффективности использования известных методов обезвреживания и утилизации указанных отходов бурения. Так, средние затраты на 1 м³ ОБР при его повторном использовании, захоронении в земляных амбарах на территории буровой без предварительного обезвреживания, захоронении с обезвреживанием методом отверждения, подземном захоронении через специальное поглощение скважины глубиной до 700 м и получении глинопорошков из ОБР в распылительных сушилках составляют в ценах 1985 г. соответственно 5–10, 20–37, 10–15, 17–22 и 14–35 руб. Эти расчеты хорошо согласуются с данными исследователей Американского агентства охраны окружающей среды, которыми показано, что стоимость обработки 1 т отходов отверждающим составом составляет в среднем от 22 до 30 дол.

Следовательно, метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

За рубежом в качестве отверждающих составов предлагаются минеральные вяжущие с активными добавками, такими, как окись алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Эти составы в большинстве случаев многокомпонентны, расход их при добавлении в ОБР относительно высок, к тому же практически отсутствуют данные об их промысловой реализации.

Японскими специалистами для отверждения бурового шлама предложен состав, состоящий из портландцемента, безводного гипса и добавок порошкообразного материала некоторых солей. Фирма «Chemfix Crossford Pollution Services» (Великобритания) рекомендует обрабатывать буровой шлам некоторыми растворами силикатов в присутствии коагулянтов. Получаемый при этом твердый материал может быть утилизирован, т.е. использован для покрытия автостоянок или же безвредно сброшен на поверхность почвы.

Расход вяжущего и сроки твердения ОБР и БШ сокращаются в случае применения в качестве активизирующей добавки полимерных материалов. При этом формируется эластичная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и БШ; нефть и нефтепродукты, как основной загрязнитель природной среды, не мигрируют за пределы отвержденной массы. Вместе с тем водостойкость такой полимерглинистой композиции гораздо ниже, чем на основе только минерального вяжущего.

Ряд исследователей предлагают применять для отверждения указанных отходов бурения фенолформальдегидные смолы. При этом получены положительные результаты по консолидации, однако необходимого обезвреживающего эффекта не достигается. К тому же одна из составляющих этого материала (фенол) является крайне токсичным веществом, относящимся ко второй группе токсичности. Все это не дает основания рекомендовать такие отверждающие составы для обезвреживания ОБР и БШ.

Все разрабатываемые отверждающие составы имели одну единственную цель — придать отвержденной массе ОБР и БШ прочностные характеристики. Однако оценка экологичности отвержденных масс в целом не

проводилась. Для этого были проведены исследования, результатом которых явились установление закономерностей и особенностей процесса, а также разработка подхода к выбору типа и состава консолиданта.

7

ГЛАВА

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И БОРЬБА С НИМИ

7.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ

Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: разрушение стенок скважины; поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов; пластовые флюидопроявления; прихваты колонн бурильных и обсадных труб.

Названные типы осложнений можно подразделить на следующие виды.

Разрушение стенок скважины:

осыпи и обвалы незакрепленных горных пород, приводящие к чрезмерному загрязнению ствола скважины;

набухание горных пород, приводящее к сужению ствола скважины;

оползни, приводящие к частичному или полному перекрытию ствола скважины;

желобообразование в местах резкого искривления ствола, приводящее к возникновению затяжек и посадок при спуске или подъеме колонны труб;

растворение соленосных отложений, приводящее к образованию каверн;

растепление многолетнемерзлых пород, приводящее к их деградации и потере устойчивости.

Поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов:

потери бурового раствора в проницаемые пласты, приводящие к необходимости приготовления дополнительных объемов бурового раствора, а зачастую и проведения специальных глубинных гидродинамических исследований;

недостаточное гидростатическое давление в скважине, порождающее опасность смятия находящейся в ней обсадной колонны и выброса пластового флюида на поверхность;

применение специальных материалов для закупорки поглощающих пластов, требующее их доставки на буровую, монтажа специальных устройств для ввода материалов в буровой раствор;

недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной, приводящий в ряде случаев к необходимости исправительных тампонажных работ.

Пластовые флюидопроявления:

газирование бурового раствора, приводящее к необходимости его дегазации и дополнительной обработке химическими реагентами;

разбавление бурового раствора пластовыми флюидами, приводящее к необходимости его частичной замены;

межпластовые перетоки флюидов, требующие дополнительного разобщения пластов из-за их несовместимости при проходке открытым стволом;

заколонные флюидопроявления, приводящие к опасному скоплению газа непосредственно на устье бурящейся скважины;

возникновение грифонов, приводящее к проникновению газа на дневную поверхность и возникновению его взрывоопасной концентрации в окрестностях скважины.

Прихваты колонны труб в необсаженном стволе скважины:

одностороннее прижатие колонны труб к проницаемому пласту за счет репрессии между ним и скважиной;

заклинивание колонны в желобной выработке вида «замочная скважина»;

заклинивание долота сальником или в сужении ствола скважины;

прихват колонны обвалившимися породами.

Такая классификация осложнений, не претендуя на законченность, позволяет дифференцировать технологические приемы борьбы с ними.

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.

На основании решения задачи Ляме можно записать

$$\sigma_r = q \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right); \quad \sigma_n = q \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right), \quad (7.1)$$

где σ_r – радиальное напряжение; q – некоторый параметр напряжения; a – радиус скважины; σ_n – тангенциальное напряжение.

Параметр напряжения q можно определить из условия, что при $r \rightarrow \infty$ имеем $\sigma_r = \sigma_n = q$, т.е. q представляет собой главное напряжение в массиве пород. На глубине H главное напряжение $q = \lambda \rho_{г.п} g H$, где $\lambda = 1,0$ в массиве горных пород и $\lambda = 0,2 \div 1,0$ на стенках ствола скважины; $\rho_{г.п}$ – плотность горных пород.

Тогда выражение (7.1) можно переписать в виде

$$\sigma_r = \lambda \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) \rho_{г.п} g H; \quad (7.2)$$

$$\sigma_n = \lambda \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) \rho_{г.п} g H; \quad (7.3)$$

касательное напряжение в окрестностях скважины

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_n - \sigma_r) = \lambda \frac{a^2}{r^2} \rho_{г.п} g H. \quad (7.4)$$

На стенках порожней скважины (при $r = a$) $\sigma_{na} = 0$; $\sigma_{na} = 2\lambda\rho_{г.п}gH$,
 $\tau_a = \lambda\rho_{г.п}gH$.

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

$$\tau = \lambda \frac{a^2}{r_c^2} \rho_{г.п} gH = \tau_{пр},$$

где $\tau_{пр}$ — предельное сопротивление горной породы на сдвиг.

Отсюда

$$r_c = a \sqrt{\lambda \rho_{г.п} gH / \tau_{пр}}. \quad (7.5)$$

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 все более обширную область.

Для зон пластических деформаций, т.е. в пределах $a \leq r \leq r_c$. Е.И. Заксоном получены следующие выражения:

$$\sigma_r = q \frac{1 - \left(\frac{a}{r_c}\right)}{\ln \frac{r_c}{a}} \ln \frac{r}{a}; \quad (7.6)$$

$$\sigma_n = q \left[r \left(\frac{a}{r_c}\right)^2 + \frac{1 - \left(\frac{a}{r_c}\right)^2}{\ln \frac{r_c}{a}} \ln \frac{r}{a} \right]. \quad (7.7)$$

Касательное напряжение в этой же зоне будет постоянным:

$$\tau = q(a/r_c)^2 = \tau_{пр}.$$

На стенках скважины (при $r = a$) имеем $\sigma_r = 0$; $\sigma_n = 2q$.

Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (бурового промывочного раствора) вызывает физико-химические процессы на границе раздела: осмотические явления, поверхностную гидратацию, растворение, капиллярное проникновение 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 спускоподъемных 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 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.

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 чрезвычайно 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, нецелеобразному расходованию трудовых ресурсов, значительным материальным и финансовым затратам.

В связи с этим большое внимание должно уделяться предупреждению аварий на основе систематического контроля за состоянием бурового инструмента и ствола скважины, профилактике осложнений и соблюдению производственной дисциплины.

В арсенале эффективных средств предупреждения осложнений при бурении скважин имеются следующие основные:

обоснование конструкции скважины с учетом всех специфических особенностей разреза;

правильный подбор промывочных 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. РАЗРУШЕНИЕ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Произведенные за последнее время исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины.

Осыпи и обвалы происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения циркулирующей жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Осыпям и обвалам может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Осыпи и обвалы могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Значение горного давления при этом значительно превышает давление со стороны столба промывочной жидкости. Характерными признаками осыпей и обвалов являются: резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны, иногда выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению скорости бурения.

Основными мерами предупреждения и ликвидации осыпей и обвалов являются:

- 1) бурение в зоне возможных осыпей и обвалов с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально возможно высокую плотность;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;
- 3) спуск бурильной колонны плавно, без резких торможений;
- 4) недопущение значительных колебаний плотности бурового раствора;
- 5) утяжеление перед подъемом бурильной колонны раствора, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;

б) недопущение длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия промывочной жидкости и ее фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождению до забоя бурового инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтре которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига и уменьшению структурно-адсорбционных деформаций, а также степени и давления набухания;

правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения.

Ползучесть происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т.е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползут, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например, соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличением температуры пород. Характерными признаками ползучести являются затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

разбуривание отложений, представленных породами склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин незначительное;

осуществление при цементировании обсадных колонн подъема цементного раствора в затрубном пространстве на 50–100 м выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию).

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования – большие углы перегиба ствола скважины, большая масса единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба – проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что же-

лобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. Установлено, что образование желобов при использовании утяжеленного бурового раствора характеризуется меньшей интенсивностью, чем в процессе применения необработанного раствора. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14–1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

стремление к максимальной проходке на долото; там, где целесообразно, переход на бурение алмазными долотами;

использование предохранительных резиновых колец;

при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения осыпей и обвалов.

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях – потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементированием. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения – бурение с применением безводных промывочных жидкостей. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Раствление многолетнемерзлых пород. В верхней части геологического разреза многих северных районов (Западная Сибирь, Аляска, Канада и др.) залегает толща многолетнемерзлых пород; мощность этой толщи иногда достигает 500 м и более. В состав ее могут входить как хорошо связанные, прочные породы (известняки, песчаники и т.п.), так и породы несвязанные (пески, галечники и т.п.), единственным цементирующим материалом для которых является лед.

При бурении в толще многолетнемерзлых пород одним из распространенных осложнений является нарушение устойчивости стенок скважин. Этот процесс в различных по льдистости породах происходит с разной интенсивностью. При всех прочих равных условиях интенсивность разрушения стенок скважин возрастает в зависимости от того, какое значение имеет лед в цементировании минеральной части породы. Наибольшие нарушения стенок скважин наблюдаются в мерзлых породах четвертичных отложений, в которых лед является единственным цементирующим породу в монолит.

Оттаивание льда, содержащегося в многолетнемерзлых породах, в процессе бурения влечет за собой оседание толщи пород, а вместе с ней и устьевого, и бурового оборудования. Растопление толщи многолетнемерзлых пород может происходить за счет относительно высокой температуры бурового раствора, нагревающегося при бурении на больших глубинах, за счет нагрева в процессе закачки и твердения цемента, за счет перемещения по скважине нефти, имеющей высокую температуру (при добыче).

Основным способом предотвращения осложнений при бурении в многолетнемерзлых породах является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этой цели применяют различные буровые среды: от охлажденного воздуха и буровых растворов до устойчивой пены. При использовании буровых растворов на водной основе приходится также решать проблему предупреждения замерзания раствора при длительном прекращении промывки.

После разбуривания всей толщи многолетнемерзлых пород ствол скважины закрепляют обсадной колонной, башмак которой устанавливают на 100–150 м ниже глубины промерзания. При цементировании следует подбирать цементы с низкой температурой гидратации, низкой теплопроводностью и высокой скоростью выделения тепла при гидратации. В газовых и газоконденсатных скважинах кольцевое пространство между кондуктором и стенками ствола скважины рекомендуется герметизировать с помощью пакера, устанавливаемого в 10–20 м от башмака. Это позволяет предотвратить прорыв газа в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважины, что часто наблюдается при растоплении мерзлых пород.

7.3. ПОГЛОЩЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ

Поглощения в скважинах буровых растворов является одним из основных видов осложнений.

ПРИЧИНЫ ПОГЛОЩЕНИЙ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ

Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные мероприятия и технологию проведения работ по предупреждению и ликвидации поглощений из-за большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно. Поэтому стали использовать вероятностно-статистические методы для прогнозирования зон поглощений и выбора наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями.

Поглощения буровых растворов и иных жидкостей в поглощающие пласты обеспечиваются наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью (сопротивляемостью) пород к давлению столба жидкости в скважине, в результате чего возникает гидроразрыв пород, и в щели проникает жидкость.

Поглощающие пласты в бурящихся скважинах могут быть представлены пористыми, трещиноватыми и кавернозными породами. Пористые песчано-алевритовые породы имеют трещины и обладают поровой трещинной проницаемостью, трещиноватые породы имеют межзерновую пористость, а кавернозные породы разбиты микротрещинами различной раскрытости.

Проницаемость песчано-глинистых пород зависит от размеров пор, которые могут быть субкапиллярными, капиллярными и сверхкапиллярными. Соединяющиеся между собой поры образуют поровые каналы, являющиеся путями движения жидкости и газа.

В мелко- и среднезернистых песчаниках и алевролитах интенсивные поглощения буровых растворов не происходят, так как образующаяся при фильтрации раствора в пласт глинистая корка на стенке скважины имеет низкую проницаемость и препятствует проникновению раствора в пласт. В крупнозернистых песчаниках и алевролитах раствор фильтруется с большой скоростью. Еще больше раствор проникает в пласты конгломератов, имеющих каналы диаметром 1–5 мм и более.

Наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах. Различаются известняки с первичной или вторичной пористостью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым – все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещиноватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами.

Раковинные, коралловые известняки и мел имеют высокую пористость, но их пустоты не все сообщаются между собой, что снижает их проницаемость. Известняки со вторичной пористостью являются хорошими коллекторами. Различаются известняки мелкопористые, крупнопористые и кавернозные. Трещиноватые известняки также обладают высокой проницаемостью.

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) приурочиваются к верхней части разрезов воздымающихся регионов, где пласты подвергнуты физическому и химическому выветриванию, размыты и переотложены в пониженные участки земной коры.

Погружение осадочных пород на большие глубины приводит к их уплотнению и отжатию поровых вод.

Область прогибания часто вовлекается в воздымание, и верхняя часть разреза подвергается размыву. Разгрузка пород от геостатического давления приводит к расширению их пустотного пространства за счет деформаций скелета. По указанным причинам давления в верхней части разреза могут установиться аномально низкими.

В областях, где осадконакопление происходило относительно медленно (платформа, плита и т.д.), породы за длительные геологические отрезки времени уплотняются и цементируются так, что при снятии нагрузки упругого разуплотнения плотных и крепкоцементированных пород почти не происходит. В таких районах основная причина возникновения АНПД – снижение температуры пород. К таким областям относятся, в частности, районы Урало-Поволжья (до 600–1500 м).

АНПД могут фиксироваться также в артезианских бассейнах. Такие случаи АНПД объясняются тем, что альтитуда устья скважины находится выше линии напора вод от области питания к области разгрузки.

Поглощение буровых и цементных растворов связано также с гидроразрывом пластов (ГРП). Физическая сущность и механизм гидроразрыва изучены главным образом в связи с выявлением возможностей увеличения продуктивности скважин. Давление разрыва и направление развития трещин зависят от вертикального и бокового горного давления, наличия ес-

тественной и искусственной трещиноватости, значения давления в поровом пространстве, пористости, проницаемости горных пород и вязкости жидкости разрыва, подачи насосов. Разрыв пласта сопровождается одновременно тремя явлениями: упругой и пластической деформацией горных пород, движением вязкой жидкости или суспензии по трещине, фильтрацией жидкости в горных породах.

ГРП в песчано-глинистых толщах прогибов и впадин на небольших глубинах происходят при давлениях столба бурового раствора, значительно меньших геостатических давлений. С глубиной давления ГРП возрастают и на больших глубинах приближаются к геостатическому давлению. Подобное явление наблюдается и в районах спокойного залегания горных пород, где проявление тектонических напряжений маловероятно, и в районах напряженной складчатости. Возрастание давлений ГРП с глубиной различные исследователи объясняют по-разному.

По многим данным, боковые составляющие напряжений в породах σ_x , σ_y меньше вертикальной составляющей σ_z на значение коэффициента бокового распора a :

$$\sigma_x = \sigma_y = a\sigma_z.$$

Значение a зависит от коэффициента Пуассона ν для рассматриваемой породы.

Предполагается, что с глубиной под действием больших геостатических давлений и температур породы становятся более пластичными, и σ_x , σ_y и σ_z постепенно выравниваются, что может обусловить увеличение давлений ГРП. Согласно этой точке зрения, образующиеся в пластах трещины гидроразрыва должны быть преимущественно вертикальными.

Рассмотренные причины ГРП при давлениях меньше геостатических позволяют объяснить многие особенности ГРП в осадочных толщах. Так, в монолитной однородной толще пород напряжения в пристволевой зоне скважины почти не меняются, и для ее гидроразрыва необходимо создать давление в скважине, близкое или превышающее геостатическое. Если ствол скважины длительное время не закреплен колонной, то деформации глинистых пластов увеличиваются, напряжения в породах вблизи ствола скважины снижаются, что приводит к уменьшению давления ГРП.

На значение давления ГРП большое влияние оказывают реологические свойства жидкостей: чем больше значения динамического напряжения сдвига и структурной вязкости жидкости, тем при меньших давлениях возникают ГРП. Связано это с тем, что слабофильтрующиеся жидкости оказывают большее гидродинамическое давление на стенки трещин разрыва, чем менее вязкие и легко фильтрующиеся в породы жидкости.

Буровые и цементные растворы создают повышенное давление на пласт, что иногда приводит к ГРП и поглощению жидкости.

Буровые и цементные растворы по своим физическим, структурно-механическим свойствам в процессе расширения трещины значительно отличаются от жидкостей разрыва, применяемых в нефтедобыче. Они также являются вязкопластическими жидкостями, но имеют высокую водоотдачу.

Водоотдача цементного раствора может быть в десятки раз больше водоотдачи бурового раствора на водной основе.

Цементные растворы при наличии пористой (трещиноватой) проницаемой среды склонны не только отфильтровывать свою, но и пропускать

через себя постороннюю воду. Цементные растворы обладают способностью загустевать, схватываться и превращаться в прочный камень. Все эти свойства находятся в тесном взаимодействии между собой.

ГРП вызывают и другие технологические факторы. Так, спуск бурильного инструмента в скважину с повышенной скоростью приводит к возникновению дополнительных гидродинамических давлений в стволе скважины, что нередко является причиной раскрытия трещин в породах и поглощения бурового раствора.

Таким образом, на давления ГРП влияют как геологические особенности разрезов, так и технологические факторы. В таких условиях прогноз давления ГРП в бурящихся скважинах связан со значительными трудностями.

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Данные о строении поглощающего пласта, его толщине и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), размерах и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими, геофизическими методами исследований и с помощью отбора керна или шлама (рис. 7.1).

В зависимости от степени изученности разбуриваемой площади применяется один из двух комплексов исследований: оперативный или детальный.

Оперативный комплекс глубинных исследований включает: определение границ поглощающих пластов, их относительной приемистости и нали-



Рис. 7.1. Классификация методов изучения поглощающих пластов (по В.И. Крылову)

чия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой; определение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта с помощью каверномера и замер пластового давления глубинным манометром.

Для определения интенсивности поглощения бурового раствора существует несколько способов: один из них — по разности количества закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора. Однако это приближенный метод. Способ определения потери бурового раствора в процессе бурения более точен, так как при этом учитывается, кроме изменения объема жидкости в циркуляционной системе, избыточное давление на поглощающий пласт, что дает количественное значение интенсивности поглощения бурового раствора при определенном избыточном давлении.

ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ В НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Гидравлическое давление в скважине при выполнении различных технологических операций в ходе бурения (спуск и подъем бурильной колонны, восстановление циркуляции, расхаживание турбобура в скважине, промывка и др.) постоянно изменяется. Значение изменения этого давления зависит от ряда факторов (скорости движения бурильной колонны, ее компоновки, конструкции скважины, показателей бурового раствора и др.). Поэтому одной из основных причин осложнений (поглощений) в скважине является превышение гидравлического давления в скважине над критическим его значением или снижение по сравнению с ним. В первом случае происходит гидравлический разрыв горных пород, во втором — возникают нефтегазоводопрооявления.

Известно несколько работ для определения гидродинамического давления в скважине при движении колонны бурильных или обсадных труб.

Эти работы показали, что темп роста гидродинамического давления в скважине зависит от размера зазора между бурильным инструментом и стволом скважины, скорости спуска инструмента и показателей свойств бурового раствора. Прирост гидродинамического давления в скважине на каждые 1000 м глубины против гидростатического при спуске инструмента достигает 4,5–5,0 МПа.

В покоящемся буровом растворе гидростатическое давление не остается постоянным. Оно непрерывно изменяется из-за температурных колебаний, седиментационного, контракционного и фильтрационного процессов при одновременном нарастании структурно-механических свойств бурового раствора.

Забойное давление в глубоких скважинах. Одна из функций бурового раствора — создание гидростатического давления p_r на забой и стенки скважины в целях предотвращения обвалообразований и газонефтеводопроявлений. Ограничением является недопущение гидроразрывов пластов и поглощения раствора.

Из основного уравнения гидростатики давление p_r на глубине z определяется по формуле

$$p_r = p_0 + \rho g z, \quad (7.8)$$

где p_0 — давление на свободной поверхности жидкости; ρ — плотность бурового раствора; g — ускорение силы тяжести.

В глубоких скважинах при высокой температуре плотность бурового раствора на водной и углеводородной основах значительно отличается от их плотности, замеренной на поверхности. Поэтому формула (7.8) особенно для глубоких скважин является неточной, поскольку буровой раствор в этих условиях становится и сжимаемым, и расширяющимся.

Плотность повышается по мере увеличения давления и уменьшается с ростом температуры. Эти два явления стремятся свести друг друга на нет, и поэтому это является основанием применения постоянных плотностей для расчета забойных давлений. Действительно, для скважины глубиной 2000 м с температурой на забое 55 °С и давлением 20,0 МПа плотность воды не превысит 986 кг/м³, это, вероятно, существенно не отразится на точности расчетов и не является причиной возможных осложнений. Однако для скважины глубиной 6000 м с температурой на забое 190 °С и давлением 60,0 МПа плотность воды будет 910 кг/м³, это изменение плотности уже значительное. По мере увеличения глубины влияние температуры доминирует над влиянием давления; плотность раствора с глубиной уменьшается.

Самым распространенным «возмущающим» фактором, влияющим на гидростатическое давление, являются спускоподъемные операции. Замеры, снятые сразу же после остановки инструмента с трубным испытателем пластов, показали, что фактическое гидростатическое давление превышает расчетное при спуске труб и, наоборот, оказывается меньше при их подъеме. Во время остановки происходит плавное снижение или повышение забойного давления. Время релаксации напряжений до некоторого конечного значения составляло 60–120 мин.

Измерения забойных давлений в скважинах, вскрывших хорошо проницаемые пласты, показывают, что через несколько десятков минут гидростатическое давление становится почти равным пластовому при сохранении положения уровня бурового раствора на устье скважины.

Фактическое гидростатическое давление в скважине, заполненной вязкопластической или вязкоупругой жидкостью, не соответствует расчетному. Отклонения гидростатического давления от расчетного могут иметь как положительное, так и отрицательное значение, что вызвано влиянием температуры, давления, показателя фильтрации, контракции, возмущающих факторов, обусловленных движением труб вниз или вверх, перетоками бурового раствора из затрубного пространства в трубы, взрывами торпед и т.д. Эти отклонения могут иметь высокое значение, вполне достаточное для гидроразрыва пласта и ухода бурового раствора.

Определение гидродинамических давлений. Спуск или подъем буровой и обсадной колонн осуществляют трубами и свечами. Процесс этот, безусловно, инерционный и осуществляется в жидкостях, обладающих разной реологической характеристикой (вязкая, вязкопластическая и вязкопластичноупругая жидкости и т.д.). Спускаемая колонна по отношению к стволу скважины всегда находится в эксцентричном положении. При этом практически всегда имеют место фильтрационные процессы (за исключением движения труб в обсаженном стволе), вплоть до частичного или даже полного поглощения бурового раствора. При этом надо считаться с тем, что фильтрация воды из раствора в пласт обуславливает появление пристенного слоя с минимальной вязкостью.

Процесс спуска или подъема прерывистый, и в зависимости от вре-

мени тиксотропные буровые растворы существенно меняют структурно-механические свойства.

Для скважины со сравнительно большим объемом и значительной глубиной существенное влияние на гидродинамические давления оказывают сжимаемость бурового раствора и объемная прочность.

В основу теоретических решений по определению гидродинамических давлений положено то, что движение колонны с открытым или закрытым нижним концом обуславливает движение жидкости в кольцевом пространстве и трубах, которое возникает в результате двух причин:

вязкая или вязкопластическая жидкость увлекается наружной и внутренней поверхностями труб, движущихся со скоростью u_r ;

жидкость, вытесняемая трубами, течет по кольцевому пространству и в трубах.

Для движения колонны труб с постоянной скоростью в вязкой жидкости задача решалась рядом исследователей (Л.С. Лейбензон, А.М. Пирвердян, С.М. Тарг и др.).

Н.А. Гукасов предложил упрощенную формулу, в которой отдельно учтены силы вязкости и пластичности:

$$P_A = \frac{4\eta u_r l}{R_2^2} \frac{1}{(1+r^2)\ln\frac{1}{r} - (1-r^2)} + \frac{2\tau_0 l}{R_2 - R_1}, \quad (7.9)$$

где p_A – давление под долотом; η – структурная вязкость; u_r – скорость движения колонны труб; l – длина колонны труб; R_1, R_2 – соответственно радиус трубы (внешний) и скважины; r – внутренний радиус буровых труб; τ_0 – динамическое напряжение сдвига.

Так как и спуск, и подъем инструмента совершаются с переменной скоростью, то помимо сил вязкостного трения необходимо учитывать инерционные силы.

Давление, обусловленное изменением скорости перемещения труб, определяют по формуле

$$p_{\text{и}} = \rho \frac{dv}{dt} l, \quad (7.10)$$

где $\frac{dv}{dt}$ – изменение скорости во времени (ускорение).

При расчете инерционной составляющей при спуске труб принимается во внимание характер разгона в зависимости от характеристики буровой установки и веса колонны труб в жидкости с учетом отношения площади сечения труб и площади кольцевого пространства скважины.

Известны инерционные «поправки» Я.М. Расизаде, Н.А. Гукасова; инерционную составляющую оценивают так, как это принято при определении давления гидравлического удара, возникающего вследствие резкого изменения скорости движения труб, а следовательно, и жидкости в затрубном пространстве скважины:

$$p = \pm c_{\text{в}} \rho \Delta u_{\text{т}} \frac{S_{\text{т}}}{S}, \quad (7.11)$$

где $c_{\text{в}}$ – скорость распространения возмущения по затрубному простран-

ву; Δu_T – изменение скорости движения труб; S_T, S – площадь сечения соответственно кольца трубы и затрубного пространства.

Знак «минус» соответствует случаю подъема колонны, т.е. под долотом давление снижается ниже гидростатического давления столба бурового раствора; знак «плюс» – при спуске колонны.

Так как буровые растворы тиксотропны, то для преодоления статического напряжения сдвига на поверхностях, ограничивающих кольцевое пространство скважин, необходимо создать давление, которое определяется по формуле

$$\pm p_T = \frac{4l\theta}{D - d_H}, \quad (7.12)$$

где θ – статическое напряжение сдвига бурового раствора.

Знак «плюс» относится к спуску колонны, а знак «минус» – к ее подъему.

В момент начала или конца движения колонны, когда необходимо преодолеть статическое напряжение сдвига бурового раствора θ и инерционную силу, гидродинамическая составляющая под башмаком (долотом)

$$p_A = \Delta p_T + p_H. \quad (7.13)$$

Расчет проводится по формуле

$$p_A = \frac{4l\theta}{D - d_H} + \rho c(v - v_0) \frac{S_T}{S}, \quad (7.14)$$

где c – скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, м/с (для обсаженного ствола, заполненного водой, $c = 1350$ м/с, а буровым раствором, $c = 1100$ м/с, для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, $c = 800$ м/с); v – скорость движения труб, достигнутая за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с; v_0 – начальная скорость при равномерном движении колонны труб, м/с.

Давление под башмаком обсадной колонны, спускаемой с обратным клапаном,

$$p_A = \frac{k}{v_p} u_T S_H T, \quad (7.15)$$

где k – модуль объемного сжатия бурового раствора, МПа; v_p – начальный (до начала спуска каждой свечи) объем раствора в скважине, м³; S_H – площадь поперечного сечения по наружному диаметру колонны труб, м²; T – время запаздывания выходного бурового раствора из скважин.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ПОГЛОЩЕНИЙ

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

На рис. 7.12 указаны факторы, обуславливающие снижение гидроста-



Рис. 7.2. Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины

тического и гидродинамического давлений на стенки скважины с целью предупредить поглощения. Мероприятия сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины. Кроме того, в целях своевременного предупреждения поглощения бурового раствора необходимо определить интервалы возможного поглощения. При подходе забоя к интервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавка наполнителей в буровые растворы, регулирование их плотности и структурных параметров, скорости спуска инструмента с целью максимально возможного снижения давления.

Совершенствование приемов предупреждения поглощений, основанных на снижении перепадов давления на поглощающие пласты, неразрывно связано с глубоким изучением и разработкой методов проводки скважин при равновесном давлении в системе скважина – пласт.

Буровой раствор, проникая в поглощающий пласт на определенную глубину и загустевая в каналах поглощения, создает дополнительное препятствие на пути движения буровому раствору из ствола скважины в пласт. Свойство раствора создавать сопротивление движению жидкости внутри пласта используют при проведении профилактических мероприятий с целью предотвращения поглощений. Сила такого сопротивления зависит от структурно-механических свойств раствора, размеров и формы каналов, а также от глубины проникновения раствора в пласт.

Буровые растворы, обладающие высокими значениями вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, находят применение как профилактическая мера при проводке скважин в склонных к поглощениям отложениях, которыми представлена верхняя часть вскрываемого разреза. При бурении таких скважин имеется большой зазор между бурильными трубами и стенкой скважины. С ростом же глубины взаимосвязь между τ_0 и Δp_0 будет усиливаться, т.е. увеличение предельного напряжения сдвига для растворов, используемых, при борьбе с осложнениями, является малоэффективным. Лучших результатов можно добиться, применяя растворы с высокой вязкостью, обработанные реагентами, не увеличивающими τ_0 . Особенно эффективными оказались бы растворы, у которых гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве мало изменялось с ростом скорости сдвига, но при этом сильно возрастало сопротивление при фильтрации в пористой среде.

Установлено, что вязкоупругие жидкости являются оптимальными буровыми растворами при прохождении зон поглощения. При прокачивании таких жидкостей в затрубном пространстве возникают малые сопротивления, причем эти жидкости одновременно обладают высокой вязкостью при движении в сужающихся частях поглощающих каналов. Благодаря этому интенсивность поглощения снижается как вследствие высокого сопротивления при движении растворов в пласте, так и вследствие уменьшения давления на поглощающий пласт.

Растворы полимеров при движении в пористой среде обладают способностью уменьшать проницаемость породы в результате адсорбции и механического улавливания полимера породой.

К числу полимеров, оказывающих сильное влияние на подвижность в пористой среде, следует отнести полиакриламиды, полиоксиэтилен, сульфат поливинилового спирта и др. Все указанные полимеры при слабых концентрациях придают жидкости вязкоупругие свойства, благодаря чему возникает дополнительное сопротивление при фильтрации ее в пористой среде. При движении вязкоупругих жидкостей в каналах с большим эффективным сечением сопротивление резко возрастает по степенному закону, что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в пристволенной зоне скважины.

Повышение скорости закачки вязкоупругих жидкостей также дает положительные результаты так как глубина их проникновения с ростом интенсивности закачки не может сильно увеличиваться вследствие роста вязкости по степенному закону. Последнее особенно важно, поскольку при движении структурированных вязкопластических смесей, обладающих высокой тиксотропией, при больших скоростях продавливания разрушается их структура, что приводит к снижению вязкости.

Основой для способа активного воздействия на характер течения жидкости в призабойной зоне поглощающего пласта может служить явление фазовой проницаемости в пористой среде.

Сущность явления фазовой проницаемости состоит в увеличении сопротивления движению подвижной фазы в пористой среде, заполненной многокомпонентной смесью. При движении жидкости в пористой среде на значение проницаемости (для движущейся жидкости) влияет присутствие других жидкостей в поровом пространстве пласта, даже если они остаются неподвижными. Если в поглощающем пласте присутствует несколько жид-

ких или газообразных фаз, термин «проницаемость» должен быть связан с какой-либо отдельной фазой.

КОЛЬМАТАЦИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД

Кольматация – это заполнение пор и каналов пород, проходимых скважиной, глинистыми и иными твердыми частицами или затвердевающими частицами жидкости. Она может быть механической и химической. В первом случае она происходит при заполнении пор и каналов под действием сил гравитации, трения и центробежных. Во втором – когда заполнение пор и каналов твердыми частицами сопровождается химическими реакциями с породами, или идет процесс закупорки пор образованием твердого вещества из жидкого. Механическая кольматация может сопровождаться химической.

В каналы могут входить частицы, размер которых меньше $1/3$ условного диаметра канала; они являются основными кольматантами при естественной кольматации (под действием гидростатического давления); частицы, размер которых меньше $0,1$ условного диаметра канала, свободно проходят по каналу.

В последние годы сформировалось мнение, что под кольматацией следует понимать не «загрязнение» пласта», а целенаправленное действие ввода твердых частиц (или формирования их) в поры и каналы пласта с целью программируемой закупорки пор и каналов.

М.Р. Мавлютов, Ю.С. Кузнецов и другие исследователи считают кольматацию результатом совместного действия механического, струйного, вибрационного и других процессов. В большинстве случаев кольматация является «естественным» (без нашего направленного влияния) процессом, иногда нежелательным, поэтому требующим тщательного изучения управления им.

Если кольматация продуктивного пласта в период его освоения нежелательна, то кольматация проходимых непродуктивных пород целесообразна, а в некоторых случаях, бесспорно, необходимо заполнение пор и каналов твердыми частицами бурового раствора в пристенной зоне скважины; это снижает интенсивность фильтрации жидкости в пласт и создает сопротивление движению жидкости из пласта, т.е. формируется экран на пути движения жидкости в пласт или из пласта. С течением времени экран упрочняется и несколько утолщается (под действием гидростатического давления). Упрочнению (иногда разрушению) экрана могут способствовать физико-химические процессы на контакте породы с частицами или между частицами. Эти процессы, плюс уплотнение частиц, находящихся в порах и каналах пласта, за счет поступления новых в результате приложения сил (кроме создаваемых гидростатическим давлением), способствуют формированию низкопроницаемого экрана.

Одним из эффективных способов реализации механической кольматации пористых пород является втирание твердых частиц в поры, например пластично-твердых материалов (алюминия и др.) в твердые проницаемые породы, эластичных материалов за счет упругих сил эластичных элементов при вращении бурильной колонны, глинистой корки в поры и каналы пластов калибрующими элементами при вращении бурильной колонны. Простота технических решений механической кольматации – бесспорное пре-

имущество метода; однако эффективность ее зависит от конфигурации ствола скважины, которая, к сожалению, не идеально цилиндрическая.

Положительный эффект получен в результате применения струйной обработки стенки скважины, но она приемлема в прочных, эрозионно стойких породах. Установлено, что струйная обработка обеспечивает очистку стенок от глинистой корки при заполнении пор и каналов пород твердыми частицами бурового раствора. Результаты реализации метода показали высокую его эффективность.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРОМЫВКОЙ АЭРИРОВАННЫМИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Комплекс мероприятий по предупреждению поглощений буровых растворов при проводке скважин, по существу, включает в себя все, что дает возможность снизить противодействие на пласты с таким расчетом, чтобы оно не превышало пластовых давлений. Если геологические условия позволяют бурить скважину при гидростатическом давлении, равном пластовому, то проблема поглощений не возникает.

Бурение с промывкой аэрированными буровыми растворами является одним из радикальных мероприятий в комплексе мер и способов, предназначенных для предупреждения и ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин.

Аэрация бурового раствора снижает гидростатическое давление, способствует тем самым возвращению его в достаточном количестве на поверхность и соответственно нормальной очистке ствола скважины, а также отбору представительных проб проходимых пород и пластовых флюидов.

Технико-экономические показатели при бурении скважин с промывкой забоя аэрированным раствором выше по сравнению с показателями, когда в качестве бурового раствора используется вода или другие буровые растворы. Значительно улучшается также качество вскрытия продуктивных пластов, особенно на месторождениях, где эти пласты имеют аномально низкие давления.

При бурении скважин с применением аэрированного раствора большое значение имеет определение оптимального соотношения фаз – степени аэрации (отношение расходов воздуха к раствору при атмосферном давлении) газожидкостного потока, обеспечивающего заданное снижение давления на поглощающие пласты и достаточную подъемную силу для выноса твердых частиц выбуренного шлама из скважины.

По методике Е.Г. Леонова (с сотрудниками) может быть определена подъемная сила газожидкостного потока для обеспечения удовлетворительного выноса частиц шлама. При оптимальном расходе газа скорость подъема жидкой фазы должна быть не менее 0,3 м/с, что обычно соответствует фактическим данным при бурении скважин с промывкой забоя аэрированными жидкостями.

Аэрация жидкости позволяет сравнительно быстро и в широких пределах регулировать ее плотность (от 0,1 до 1,0 г/см³ и более) и тем самым снижать или увеличивать давление на забой и стенки скважины. Увеличение выносной способности восходящего потока аэрированной жидкости при низких расходах жидкой фазы смеси и улучшения очистки забоя достигается обработкой жидкости ПАВ.

Гидростатическое давление на забое скважины, заполненной аэриро-

ванной жидкостью, определяется глубиной скважины, отношением расхода воздуха и раствора в нормальных условиях и плотностью промывочной жидкости.

Испытаны модифицированные стабильные пены, которые открывают широкие возможности их применения не только для прохождения зон поглощений, но и при разбурировании вечномерзлых пород, а также при бурении в районах с повышенным геотермическим градиентом.

Технология бурения с использованием модифицированной стабильной пены (МСП) (методика фирмы «Мобил Ойл») следующая: при встрече водоносного горизонта в подаваемый в скважину воздушный поток вводится бентонитовый раствор с высоким содержанием пенообразующего ПАВ. В результате контакта воздушной струи с пластовой водой образуется стабильная пена, что приводит к увеличению выносной способности воздушного потока. Пенообразующее ПАВ в своем составе содержит гилсонит.

Во ВНИИБТ разработан способ резкого снижения проницаемости поглощающего пласта, который заключается в нагнетании непосредственно в зону поглощения азрированной жидкости, которая создает в поглощающем пласте воздушно-жидкостную блокаду.

При закачке азрированной жидкости в поглощающие пласты, представленные трещиноватыми и кавернозными отложениями, не всегда обеспечивается устойчивое равновесие в скважине, поэтому рекомендуется вслед за закачкой азрированной жидкости цементировать зону поглощения.

НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Эффективным мероприятием по предотвращению поглощения бурового раствора является введение в циркулирующий буровой раствор наполнителей. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов. В качестве закупоривающих агентов используют древесную стружку или мочало, рыбью чешую, сено, резиновые отходы, листочки гуттаперчи, хлопок, коробочки хлопчатника, волокна сахарного тростника, ореховую скорлупу, гранулированные пластмассы, перлит, керамзит, текстильные волокна, битум, слюду, асбест, изрезанную бумагу, мох, изрезанную коноплю, хлопья целлюлозы, кожу, пшеничные отруби, бобы, горох, рис, куриные перья, комки глины, губку, кокс, камень и др. Эти материалы можно применять отдельно и в комбинациях, изготовленных промышленностью или составляемых перед использованием. Особое внимание уделяется обеспечению «плотной» упаковки наполнителей. Придерживаются мнения Фернаса, согласно которому наиболее плотная упаковка частиц отвечает условию распределения их по размерам по закону геометрической прогрессии.

Наполнители по качественной характеристике подразделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые.

Волокнистые материалы имеют растительное, животное, минеральное происхождение. Сюда относятся и синтетические материалы. Тип и размер волокна значительно влияют на качество работ. Важна устойчивость волокон при циркуляции их в буровом растворе. Материалы дают хорошие результаты при закупоривании песчаных и гравийных пластов с зернами

диаметром до 25 мм, а также при закупоривании трещин в крупнозернистых (до 3 мм) и мелкозернистых (до 0,5 мм) породах.

Пластинчатые материалы пригодны для закупорки пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5 мм. К ним относят целлофан, слюду, шелуху, хлопковые семена и т.д.

Зернистые материалы: перлит, измельченная резина, кусочки пластмассы, ореховая скорлупа и др. Большинство из них эффективно закупоривают пласты гравия с зернами диаметром до 25 мм. Перлит дает хорошие результаты в гравийных пластах с диаметром зерен до 9–12 мм. Ореховая скорлупа размером 2,5 мм и менее закупоривает трещины размером до 3 мм, а более крупная (до 5 мм) и измельченная резина закупоривают трещины размером до 6 мм, т.е. ими можно закупорить трещин в 2 раза больше, чем при использовании волокнистых или пластинчатых материалов.

При отсутствии данных о размерах зерен и трещин поглощающего горизонта применяют смеси волокнистых с пластинчатыми или зернистыми материалами, целлофана со слюдой, волокнистых с чешуйчатыми и зернистыми материалами, а также при смешивании зернистых материалов: перлита с резиной или ореховой скорлупой.

В США используют смеси наполнителей под различными фирменными названиями, например «Тем-Плаг», состоящий из смолы и скорлупы земляных орехов, причем твердая растворимая нефтяная смола составляет 75 %, а скорлупа – 25 % по массе. Смола содержит в виде частиц размером меньше 3 мм, а скорлупа остается на сите № 8.

«Квик-сил» – сочетание наполнителей различных размеров и формы (гранулированного, хлопьевидного и волокнистого) в соответствии со стандартом АНИ; смеси на основе CaCO_3 для «лучшего сцепления при закупоривании каналов поглощения жидкости», а наличие одновременно мрамора и известняка позволяло «запрессовывать» каналы и поры. Формирование такой пробки должно продолжаться до тех пор, пока она не уплотнится настолько, что не будет пропускать мельчайших твердых частиц, кроме фильтрата.

Закупоривающая способность конечных растворов проверялась в лабораторных условиях на искусственных трещинах. При этом несущие растворы с большой водоотдачей оказались весьма эффективными.

Важнейшими свойствами наполнителей являются: наличие оптимального распределения размеров частиц, форма, масса или плотность частиц, их жесткость и инертность. Максимальный размер частиц определяется сечением поглощающих каналов. Материалы, состоящие из однородных по размерам частиц (пластинчатые материалы), не образуют корки, перекрывающей отверстия. Волокнистые материалы, содержащие волокна различных длин и диаметров, образуют непроницаемую корку, но часто волокна не выдерживают перепада давлений и разрываются, и потеря циркуляции возобновляется.

Лучшей смесью для ликвидации поглощения при низких давлениях является высококоллоидный глинистый раствор с добавками волокнистых материалов и листочков слюды. Волокнистые материалы, откладываясь на стенке скважины, образуют сетку. Листочки слюды укрепляют эту сетку и закупоривают более крупные каналы в породе, а поверх всего этого образуется тонкая и плотная глинистая корка.

В зарубежной практике при изоляции зон поглощений буровых рас-

творов получила применение так называемая «жидкая глина». Применение «жидкой глины» не рекомендуется при потере циркуляции в результате поглощения бурового раствора кавернозными пластами. Применение «жидкой глины» дает хорошие результаты в тех случаях, когда раствор поглощается трещинами, образовавшимися или раскрывшимися в процессе бурения, а также при изоляции трещин естественного происхождения. Действие «жидкой глины» основано на быстром оседании из раствора твердых частиц, способных закупоривать трещины.

Размер частиц наполнителя выбирают с учетом того, что в канал круглого сечения свободно проходят частицы, размер которых менее $1/3$, а в щель – частицы размером менее $1/2$ ее раскрытости.

Исследования и промысловый опыт показывают, что при роторном способе бурения наилучшие результаты получены, если в буровой раствор вводить до $20\text{--}30 \text{ кг/м}^3$ наполнителя, а при турбинном – до 5 кг/м^3 .

Оптимальные количества вводимых в раствор наполнителей, при которых не нарушается нормальное бурение скважины, приведены в табл. 7.1 (В.И. Крылов, Н.И. Сухенко).

В случае если при бурении турбинным способом добавка наполнителя в указанном количестве не предотвращает поглощения бурового раствора, следует по возможности перейти на роторное бурение зоны поглощения и увеличить количество добавляемого наполнителя.

Оптимальным материалом, удовлетворяющим любым условиям, может быть только гетерогенная смесь, состоящая из различных по форме и свойствам компонентов. В России значительно расширились ассортимент и объем применения наполнителей. Наиболее часто используемые: опилки древесные, кордное волокно, дробленая резина, хромовая стружка, кожа-«горох», слюда-чешуйка, крошка, ореховая скорлупа, шлам, крупноразмерная резина и др. В зависимости от интенсивности поглощения, параметров поглощающего пласта, состояния уровня раствора в скважине, количества зон поглощения применяют различные технологические приемы по намыву наполнителей.

При наличии нескольких зон поглощения изоляционные работы проводят с установкой гидромеханического пакера с целью разобщения зон. Намыв наполнителей производят через открытый конец бурильных труб при одной зоне поглощения. При намыве наполнителей через пакер последний устанавливают на $20\text{--}30$ м выше кровли поглощающего пласта. Нагнетательную линию цементировочных агрегатов соединяют с патрубком бурового стояка. Наполнитель равномерно подают в приемный чан цемен-

Таблица 7.1

Оптимальные количества наполнителей

Наполнители (размер частиц)	Добавки наполнителей, %	
	при турбинном бурении	при роторном бурении
Целлофан (до 7–12 мм)	0,1–1,0	1,0–3,0
Кожа-«горох» (до 8–10 мм)	0,1–0,5	0,5–7,0
Кордное волокно	0,1–0,2	0,2–5,0
Слюда-чешуйка (до 7–10 мм)	0,1–2,0	2,0–7,0
Керамзит (до 5 мм)	–	0,5–5,0
Резиновая крошка (до 8 мм)	–	0,5–5,0
Подсолнечная лузга	–	0,5–5,0
Перлит вспученный	–	0,5–5,0
Опилки древесные	–	0,5–5,0

тировочного агрегата и после перемешивания закачивают в бурильные трубы. Намывают наполнители на воде или буровом растворе. После достижения заданного давления на устье для конкретной площади с целью определения эффективности намыва в зону поглощения пакер освобождают, и бурильные трубы спускают на 10–15 м ниже подошвы поглощающего пласта. Если значение приемистости остается без изменения, то наполнитель намывают повторно. Причем меняют размер наполнителей и их компонентный состав. При отсутствии большого эффекта от намыва наполнителей процесс продолжается до снижения интенсивности поглощения на 30–40 % от первоначального. Дальнейшие изоляционные работы проводят тампонажной смесью.

При динамическом уровне жидкости в скважине ниже ее устья наполнители намывают через воронку, установленную на верхней муфте буровых труб, одновременно в воронку подается жидкость с постоянным расходом и засыпается наполнитель небольшими порциями (до 6 % от объема жидкости намыва), который увлекается потоком и уносится в зону поглощения.

При высокой интенсивности поглощения широко применяют тампоны типа «мягких пробок». В практике применяются следующие виды тампонов:

- смесь бурового раствора с наполнителями (или их смесью);
- бентонито-битумная паста;
- тампоны на углеводородной основе: соляробентонитовая смесь (СБС) с добавкой или без добавки ПАВ, нефтебентонитовая смесь (НБС);
- замазки;
- латекс.

Целесообразно применение в тампоне гранулярных, волокнистых и пластинчатых наполнителей в сочетании 1:2:2. Объем тампона обычно не менее 5–10 м³. Тампон готовят следующим образом. Цементировочный агрегат обвязывают с цементно-смесительной машиной, затаренной глинопопорошком. При этом выкидную трубу смесителя устанавливают так, чтобы струя глинистого раствора была в сетку чана. В процессе приготовления смеси один рабочий очищает сетку чана, второй загружает необходимое количество наполнителей в чан агрегата, третий перемещает выкидную трубу смесителя вдоль сетки, очищает ее гидравлической струей. Тампоны обычно готовят на глинистом растворе плотностью 1,1–1,14 г/см³ и вязкостью 25–60 с по ПВ-5.

Если при ликвидации поглощения тампоны из одной комбинации наполнителей не дают положительного результата, готовят комбинации наполнителей разного размера.

При частичном поглощении применяют тампоны из соляробентонитовой или нефтебентонитовой смеси. Состав СБС: а) без добавок ПАВ – 1 м³ дизельного топлива и 1–1,2 т бентонитовой глины; б) с добавкой ПАВ – 1 м³ дизельного топлива, 1,2–1,5 т бентонитовой глины и 0,5 % ПАВ (от массы смеси). ПАВ придает подвижность СБС и способствует лучшему отделению дизельного топлива от смеси. В качестве ПАВ используют крезол и др.

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ И СМЕСИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Наиболее распространенным методом изоляции поглощающих пластов является закачка в скважину цементной смеси, приготовленной на поверхности. Технологические условия применения таких смесей и основное их назначение предъявляют противоречивые требования к структурно-механическим свойствам тампонирующих растворов. Необходимо, чтобы во время приготовления и транспортировки по трубам смесь была подвижной. При поступлении смеси в каналы поглощающего пласта она должна иметь выраженную структуру, прочность которой быстро возрастает и через 8–10 ч выдерживает определенную нагрузку, т.е. смесь должна пройти ряд превращений, изменяя в определенные моменты свое состояние от жидкотекучего до пластично-вязкого и наконец твердого с определенными физико-механическими характеристиками. Смесь должна легко регулироваться при температурах и давлениях для изменения структурно-механических свойств и плотности.

Менее распространены способы изоляции поглощающего пласта, основанные на использовании смесей, приобретающих необходимые свойства в скважине за счет смешения двух компонентов в зоне поглощения (параллельная закачка двух растворов по двум рядам труб, использование глубинного смесителя и т.д.).

По В.И. Крылову, необходимыми требованиями, предъявляемыми к тампонажным смесям, используемым для изоляции зон поглощения, являются вязкоупругие и дилатантные свойства. На рис. 7.3 приводится классификация тампонажных смесей, применяемых для изоляции зон поглощения.

Применительно к портландцементу (тампонажные цементы для «холодных» и «горячих» скважин) первой стадией структурообразования является возникновение коагуляционной структуры исходных частиц цемента и гидратных новообразований. На второй стадии развивается сплошная рыхлая кристаллизационная структура гидроалюмината, которая обычно разрушается при перемешивании раствора. Третья стадия – это образование кристаллизационной структуры гидросиликатов.

В подавляющем большинстве скважин изоляционные работы, как правило, производятся чистыми портландцементными растворами, тогда как физико-механические свойства камня возрастают в случае введения в них кварцевого песка, особенно при высоких температурах и давлениях.

Конечные результаты формирования цементного камня в скважине, являющиеся следствием физико-химических процессов, протекающих на фоне образования коагуляционной и кристаллизационной структуры (загустевания и твердения тампонажного раствора), а также скорость протекания этих процессов определяются водоцементным отношением (чем ниже температура, тем существеннее), условиями твердения, в первую очередь температурой (чем выше температура, тем активнее), давлением, природой цемента, а также количеством и природой химических реагентов (активаторов, замедлителей и стабилизаторов).

В табл. 7.2 сопоставляются начало схватывания и время загустевания растворов из карадагского цемента для скважин с температурой 75 °С.

На диспергацию твердой фазы и ускорение загустевания и схватывания цементных растворов влияют не только абсолютное значение давле-

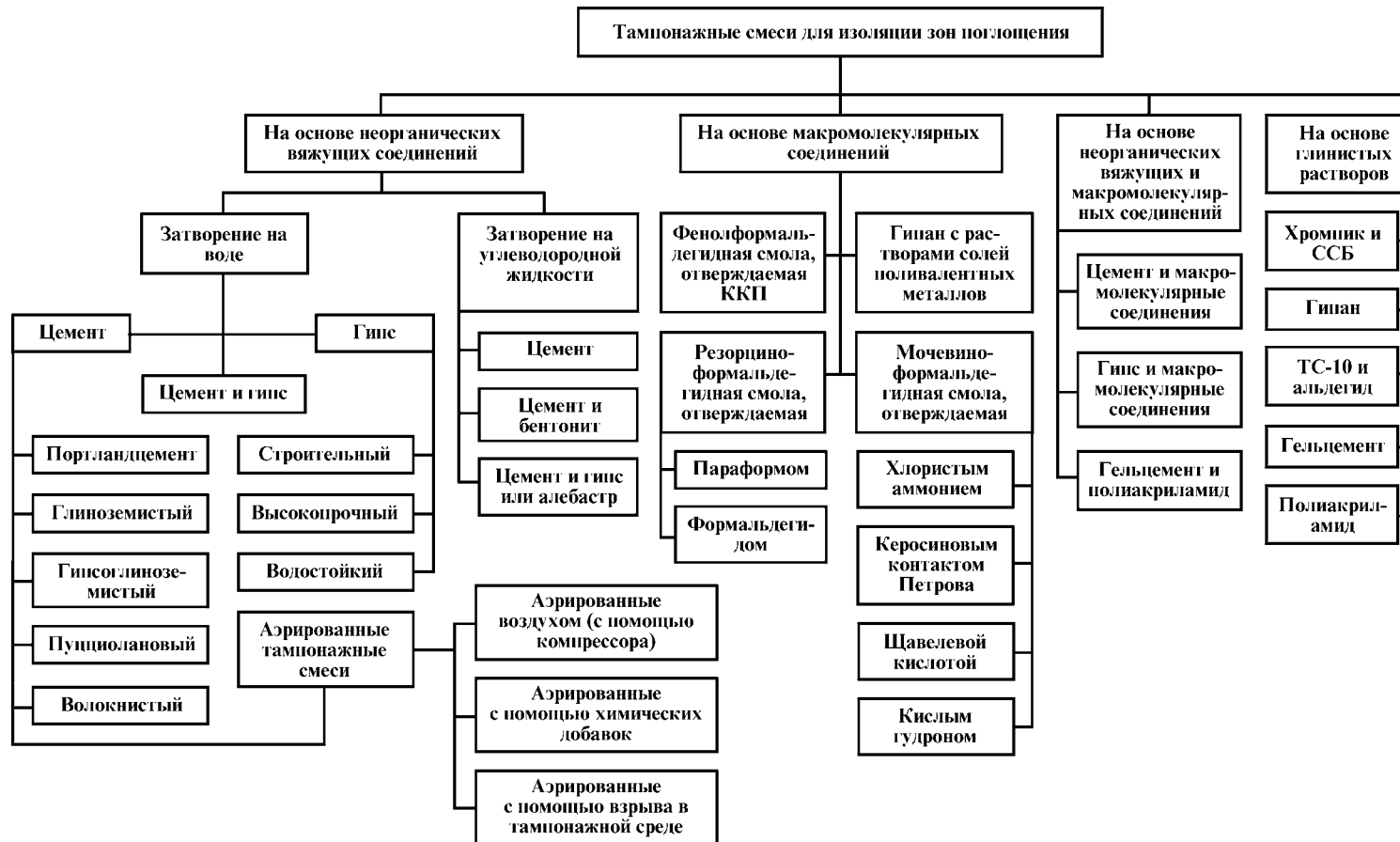


Рис. 7.3. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения

Таблица 7.2

Сроки схватывания и время загустевания цементных растворов

Состав смеси, доли		Добавки, %		Количество воды, %, от массы смеси до растекаемости 19–20 см	Условия опыта		Начало схватывания, ч-мин	Время загустевания, ч-мин	Отношение схватывания к загустеванию
Цемент	Гипан	ССБ	Хром-пик		Температура, °С	Давление, МПа			
1	–	–	–	50	60	30	2-00	1-21	1,48
3	1	–	–	76	60	30	2-10	–	1,02
1	–	0,6	0,30	38	90	45	7-00	2-40	2,60
3	1	0,7	0,35	71	90	45	2-10	0-41	3,18

ния, но и колебания давления, возникающие при закачке растворов в скважину.

Одновременное колебание температуры и давления (по программе изменения условий при закачке и движении тампонажного раствора) значительно влияет на время загустевания раствора, которое отличается от времени загустевания, определяемого при забойных температурах и давлении.

подавляющее число операций по изоляции поглощающих пластов осуществляется растворами, пастами и быстрохватывающимися смесями приготовленными из тампонажных цементов.

Тампонажные смеси на основе минеральных вяжущих

Быстрохватывающиеся смеси могут быть получены на основе специальных цементов – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % массы смеси. При этом начало схватывания при В/Ц = 0,5 может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30–50 % массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65–1,7 г/см³) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Для изоляции пластов с температурой 25–30 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержа-

нии воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса.

Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси.

Гипсоцементные растворы готовят смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента.

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в буровых трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к развалению водой значительно выше, чем у цементных растворов.

Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1 % сернокислого глинозема усиливает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания. Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С приведены в табл. 7.3.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементосмесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений во ВНИИБТ разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ).

Цементно-полимерные растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость, непроницае-

Таблица 7.3

Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С

Состав, массовая часть						Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Время наступления пластической прочности, равной 10 кПа, мин
Цемент	Вода	Бентонит	Наполнитель		Ускоритель			
			наименование	количество				
100	90	20	Перлит	5	–	1,6	16	200
100	135	33	«	5	–	1,37	20,5	120
100	120	33	Керамзит	5	–	1,35	16	110
80	80	20	«	5	–	1,6	15	150
25	170	70	«	5	–	1,33	13	136
25	190	70	Перлит	5	–	1,24	13	144
48	140	47	«	5	–	1,31	14,5	198
70	90	30	«	–	0,7	1,51	18	105
60	100	40	«	–	0,6	1,46	14,5	120

мость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

В б. ВНИИКРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамиона (ПЭПА).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампона зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремневой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси.

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/см³ (на 1 м³ дизельного топлива 1–1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загустевает и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40–60 МПа.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании с водой или буровым (глинистым) раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости готовят в следующем порядке. В мерные емкости цементируемых агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива – по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора.

Тампонажные растворы на основе полимеров

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость к агрессии камня. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины в самом пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня.

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить наполнители – опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношениях 1:1 и 1:2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажную смесь ТС-ФА приготавливают на основе водонерастворимого фурфуролацетонного мономера (мономер ФА), отверждаемого 30%-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09–1,17 г/см³. При хранении до одного года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температуре свыше 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси.

Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители оказывают замедляющее действие на отверждение смеси ТС-ФА, и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Во ВНИИБТ разработаны тампонажные смеси на основе малоконцентрированных латексов (СКМС-30АРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х и СПС-30ИКПХ) с содержанием 25–30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоконцентрированные латексы (МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % от объема латекса 5–7%-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м³ латекса.

Тампонажные пасты

Тампонажные пасты готовят на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности. Ниже описаны пасты, наиболее широко используемые при изоляционных работах.

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью, готовится с помощью цементировочного агрегата по рецептурам.

Паста применяется для изоляции мелких поглощающих каналов, оценки поглощающей способности скважины и выбора последующего направления ведения изоляционных работ, а также для определения возможности перехода на промывку скважин глинистым раствором.

Гипаноглинистая паста (ГПП) получается смешением глинистого раствора, приготовленного на 15–20%-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10%-ной концентрации. В раствор добавляют наполнитель из расчета 20–30 кг на 1 м³ раствора. На буровой смесь готовят двумя цементировочными агрегатами. В емкости одного готовят минерализованный буровой раствор с наполнителем, а в емкость другого заливают гипан. Двумя агрегатами одновременно закачивают равные объемы компонентов смеси в скважину через тройник. Смесь продавливают в зону поглощения при закрытом превенторе: при этом в стволе оставляют столб смеси, превышающий мощность пласта не менее чем на 10 м. На 4–6 м³ гипана расходуется 5–6 м³ бурового раствора и 100–150 кг наполнителя. Термостойкость смеси до 180 °С.

Полиакриламидглинистая паста (ПГП) образуется смешением 1%-ного раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора должна быть не более 45 с по ПВ-5. Компоненты смеси с помощью двух ЦА подают в тройник, а затем по колонне бурильных труб нагнетают в зону поглощения.

Соляроцементная паста (ПТЦ) получается смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе плотностью 1,8 г/см³ с соляроцементным раствором плотностью 1,2–1,45 г/см³. При смешении указанных растворов в соотношении 0,6:1,3 получают пасты с пластической прочностью 1,8–2 кПа, а в соотношении 0,5:0,9 пластическая прочность достигает 5 кПа. Сроки схватывания смеси регулируют добавками хлорида кальция. Соотношение объемов исходных растворов контролируют по их одновременному расходу.

Цементно-глинистую пасту (ПТЦГ) готовят смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе с соляроглинистым раствором. Плотность цементного раствора 1,84 г/см³, а растекаемость 18–20 см; плотность соляроглинистого раствора 1,24–1,26 г/см³. Сроки схватывания ПТЦГ регулируются добавлением ускорителей схватывания.

Начальная пластическая прочность тампонажной пасты зависит от соотношения объемов перемешиваемых растворов и плотности соляроглинистого раствора. Увеличение как содержания бурового раствора, так и его

плотности приводит к повышению пластической прочности. Хорошая прокачиваемость по бурильным трубам и высокая эффективность при тампонировании зон интенсивных поглощений отмечаются у паст с начальной пластической прочностью 1,8–2,5 кПа.

Глиноцементная паста с сернокислым глиноземом представляет собой нерастекаемую массу, которая при перемешивании приобретает пластическую прочность 0,8–8,3 кПа. После прекращения перемешивания происходит интенсивный рост прочности структуры. Смесь рекомендуется использовать при поглощении свыше 20–30 м³/ч. При большей интенсивности поглощения рекомендуется периодически прекращать закачивание продавочной жидкости на 10–15 мин после начала поступления смеси в пласт.

До начала операции цемент и глинопорошок затаривают равномерно в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения, концентрацию которого контролируют по плотности раствора. После затворения тампонажную пасту закачивают в зону поглощения непосредственно по стволу скважины. Рекомендуется применять эти пасты до глубины 2000 м.

Рецептуры паст и соответствующие им свойства приведены в табл. 7.4.

Глиноцементная паста с полиакриламидом (ГЦППАА) представляет собой высокоструктурированную тампонажную смесь плотностью 1,33–1,4 г/см³ и высокой пластической прочностью. Смесь получают непосредственно в скважине при одновременной подаче в соотношении 1:1 цементного раствора плотностью 1,5 г/см³, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрацией 0,25–0,3 %, и глинистого раствора вязкостью 45 с по ПВ-5. Цементный раствор подается в бурильные трубы, а глинистый раствор – в затрубное пространство.

Метасоцементную пасту (МЦП) получают вводом воднощелочного раствора 10–15 % метаса в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлорида кальция. При растекаемости цементного раствора более 19 см по конусу АзНИИ в смесь следует вводить 2 % глинопорошка (от массы сухого цемента) или наполнителя. Приготавливают МЦП следующим образом. В емкость ЦА наливают воду и растворяют в ней кальцинированную соду, после чего туда засыпают метас и растворяют его посредством круговой циркуляции, периодически измеряя вязкость воднощелочного раствора. По достижении необходимой вязкости циркуляцию прекращают. Цементный раствор приготавливают на водном растворе хлори-

Таблица 7.4

Рецептуры паст

Добавка на 100 г цемента			Плотность, г/см ³	Пластическая прочность через 60 мин перемешивания, кПа	Скорость восстановления структуры, кПа/мин	Прочность на сжатие через 1 сут, МПа
Бентонит, г	Сернокислый глинозем, г	Вода, г/см ³				
20	3	75	1,76	3,8	0,35	2
30	3	90	1,67	2,2	0,27	3
40	3	105	1,65	1,4	0,18	2,3
50	3	120	1,68	1,6	0,22	1,4
20	6	85	1,7	1,8	0,15	2,1
30	6	95	1,67	4,8	0,14	2,5
40	6	110	1,64	6,3	0,7	1,4
50	6	125	1,62	3,6	0,11	1,7

да кальция с помощью второго цементирующего агрегата и закачивают его в бурильные трубы одновременно с щелочным раствором метаса.

Гипсоцементная паста (ГЦП) образуется смешением цементного раствора, приготовленного на водном растворе хлорида кальция, с цементным раствором, содержащим раствор гипса 10%-ной концентрации, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, гипс 0,7–1, хлорид кальция 3–5, вода 50–60.

Полиакриламидцементную пасту (ПААЦП) получают смешением цементной суспензии, приготовленной на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией на основе водного раствора хлорида кальция при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, ПАА (основное вещество) 0,14–0,2, хлорид кальция 3,5–5, вода 55–60.

Изоляция зон поглощения с помощью взрыва

При изоляции зон поглощения наибольшие трудности представляют зоны с повышенной интенсивностью поглощения, особенно при полной потере циркуляции. Для этих целей может быть использован взрыв в зоне поглощения взрывчатых веществ (ВВ).

Эффективность изоляции поглощающих горизонтов после взрыва будет зависеть от того, насколько уменьшится сечение поглощающих каналов, по которым происходит фильтрация жидкости.

При взрыве образуются две зоны разрушения: зона раздавливания породы и зона взрыва, или трещинообразования. Система радиальных и тангенциальных трещин во второй зоне наряду с существующими каналами поглощения приводит к образованию крупных кусков породы, больших, чем в первой зоне. За пределами второй зоны взрыв вызывает лишь упругопластичную деформацию или колебания среды.

Разрушение, вызываемое взрывом, в обеих зонах приводит к снижению первоначальной интенсивности поглощения. Разногабаритные обломки из разрушенных взрывом пород увлекаются вязкопластической жидкостью и перекрывают поглощающие каналы.

Выбор размера заряда определяется конкретными условиями скважины и зависит от толщины, механических свойств горных пород поглощающего пласта, состояния ствола скважины, параметров бурового раствора, заполняющего скважину, диаметра бурильного инструмента, конструкции торпеды и т.д.

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ С ПАКЕРАМИ

Для предупреждения перемешивания тампонажной смеси с буровым раствором в скважине при доведении ее до зоны поглощения и для разобщения нескольких поглощающих пластов необходимо иметь пакер. С помощью пакера можно также задавить смесь в зону поглощения и исследовать приемистость поглощающих пластов при давлениях, возможных в процессе дальнейшей проводки скважины или при ее креплении.

Существующие конструкции пакеров, применяемые при изоляции поглощающих пластов, подразделяют на две группы: многократного использования (извлекаемые) и разбуриваемые.

Пакеры извлекаемые

Пакеры с якорным устройством. К пакерам с упором о стенки скважины относятся пакеры, резиновый элемент которых деформируется от воздействия на него веса колонны бурильных труб, а якорное устройство устанавливается в рабочее положение при помощи груза, вращением инструмента или за счет перепада давления, создаваемого в бурильных трубах нагнетанием бурового раствора. Пакеры этого типа (рис. 7.4, I–VII) имеют простую конструкцию, однако не всегда надежны в работе, а иногда требуют дополнительных приспособлений для извлечения груза.

С учетом недостатков в ТатНИПИнефти разработан гидравлично-механический пакер А19М.

Гидравлично-механический пакер А19М2 ТатНИПИнефти состоит из переводника 1 (рис. 7.5, а), ствола 2, резиновых элементов 3 с ограничительным элементом 4, якорного устройства и подвески с секторами. Якорное устройство включает в себя плунжер 10 с конусом 5, обойму 8 с плашками 6, пружину 9, втулку 11, цилиндр 12, манжету 14, кольцо 15 и винт 13. В нижней части ствола пакера расположены подвеска 17 и секторы 19 на пальцах 18.

Пакер соединяется с бурильными трубами и спускается в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах создают давление 3–4 МПа. Под действием давления кольцо 15 с обоймой 8 и плашками 6 движется вверх. Конус 5 отжимает плашки к стенкам скважины, и при плавной посадке (подачей вниз плавно нагружают пакер до 8,5 т) бурильных труб плашки заклинивают якорный механизм, собранный на плунжере 10, а резиновый элемент деформируется, разобцая зону поглощения от затрубного пространства. При этом ствол 2 пакера перемещается вниз, выдвигая секторы 19 штуцера из кожуха 16, которые, поворачиваясь на пальцах 18, полностью раскрывают внутренний канал пакера. В этот момент давление резко падает, что служит сигналом об окончании установки пакера. Затем приступают к исследованию и изоляции поглощающего пласта.

Извлечение пакера после проведения исследований или заливки производится медленным подъемом бурильных труб. При этом переводник и ствол идут вверх, плашки освобождаются от заклинивания и под действием пружины и собственного веса занимают транспортное положение.

Для применения пакера при изоляции пластов быстросхватывающимися смесями с отдельной транспортировкой их составляющих компонентов по бурильным трубам в полиэтиленовых сосудах он снабжен устройством, разрушающим сосуды и перемешивающим тампонажную смесь. Устройство (рис. 7.5, б) состоит из переводника 20 с винтовыми канавками, наклонно установленных ножей 22, втулки 21, планки 23 и разъемного кольца-фиксатора 24.

Основным преимуществом пакера является свободная подвеска якорного устройства на стволе пакера, что дает возможность одновременно с разобцением затрубного пространства от подпакерной зоны разобцать рабочую камеру от ствола пакера и открывать радиальные каналы большого сечения. Благодаря этому исключается вредное влияние штуцера при исследовании скважин и появляется возможность закачки в скважину более вязких тампонажных смесей с наполнителями.

Наиболее широкое применение нашли пакеры, разработанные в

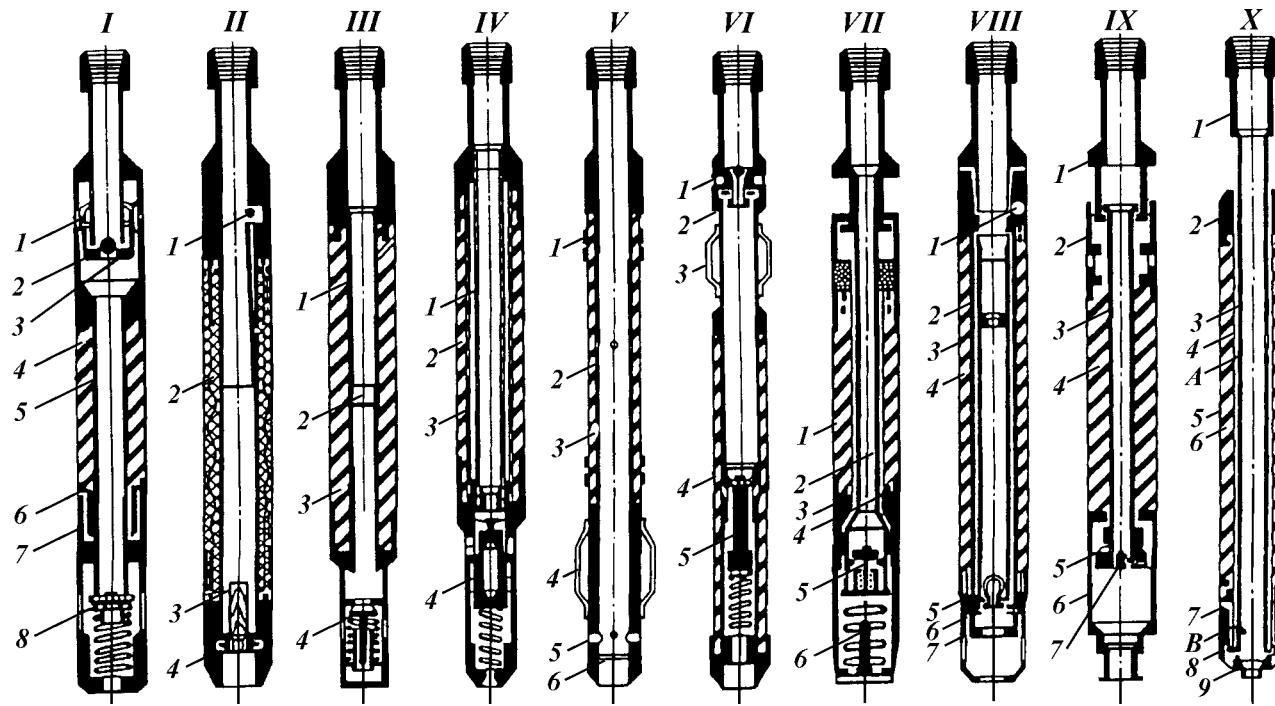


Рис. 7.4. Пакеры безупорные:

I – пакер безупорный с редукторным клапаном: *1, 6* – поршень, *2* – шар, *3* – втулка, *4* – резиновый элемент, *5* – ствол, *7* – цилиндр, *8* – обратный клапан; *II* – пакер КуйбышевНИИНП: *1* – шар, *2* – резиновый элемент, *3* – заглушка, *4* – седло; *III* – пакер треста б. «Татнефтегазразведка»: *1* – ствол, *2* – заглушка, *3* – резиновый элемент, *4* – обратный клапан; *IV* – пакер с камерой ограничения: *1* – резиновый рукав, *2* – резиновый элемент, *3* – ствол, *4* – обратный клапан; *V* – пакер ВНИИБТ: *1* – кольцо, *2* – ствол, *3* – резиновый элемент, *4* – центратор, *5* – штуцер, *6* – диафрагма; *VI* – устройство ВНИИБТ: *1* – шар, *2* – седло, *3* – центратор, *4* – резиновый элемент, *5* – обратный клапан; *VII* – пакер В.И. Мищевича и Е.К. Зеберга: *1* – резиновый элемент, *2* – отверстие, *3* – конус, *4* – клапан, *5* – шток клапана, *6* – шток упорный; *VIII* – пакер – мост Л.А. Синоплиса: *1* – шар, *2* – втулка, *3* – седло, *4* – резиновый элемент, *5* – клапан, *6, 7* – штифты; *IX* – пакер ГМП-2 УфНИИ: *1* – переводник, *2* – втулка, *3* – труба, *4* – резиновый элемент, *5* – обратный клапан, *6* – седло, *7* – шар; *X* – надувной пакер б. ТатНИИ: *1* – переводник, *2* – неподвижная головка, *3* – ствол, *4* – уплотнительные кольца, *5* – цилиндр, *6* – резиновый элемент, *7* – подвижной элемент, *8* – башмак, *9* – штуцер; *A* – отверстия для передачи давления на резиновый элемент; *B* – отверстия для нагнетания тампонажной смеси в зону поглощения

Рис. 7.5. Гидравлико-механический пакер А19М2 ТатНИПИнефти:

a – пакер; *б* – устройство; 1 – переводник; 2 – ствол; 3 – резиновый элемент; 4 – ограничительное кольцо; 5 – конус; 6 – плашки; 7 – болт; 8 – обойма; 9 – пружина; 10 – плунжер; 11 – втулка; 12 – цилиндр; 13 – винт; 14 – манжета; 15 – кольцо; 16 – кожух; 17 – подвеска; 18 – палец; 19 – сектор; 20 – переводник; 21 – втулка; 22 – нож; 23 – планка; 24 – разъемное кольцо-фиксатор

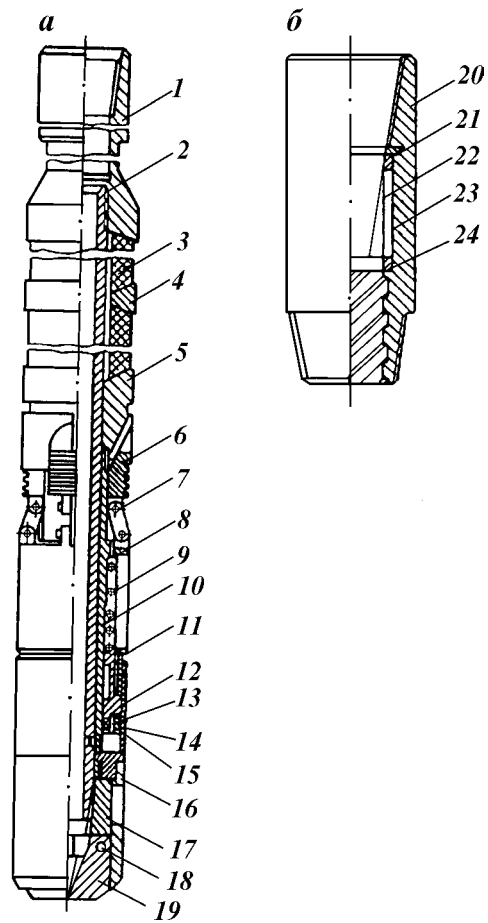
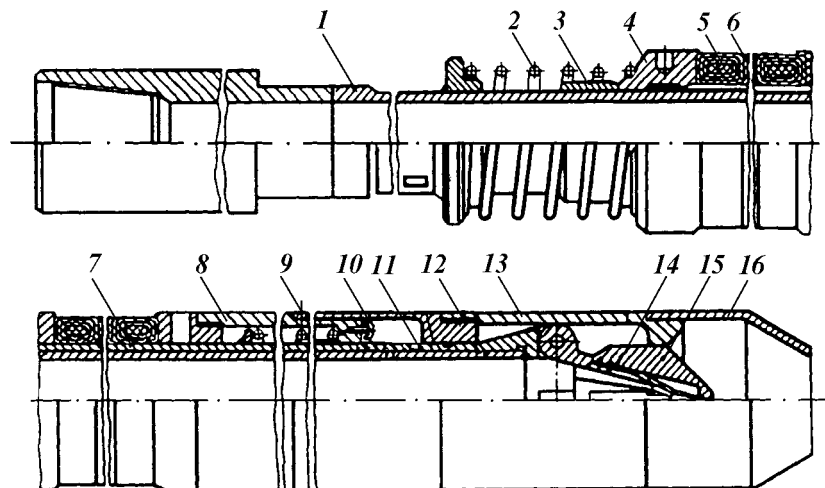


Рис. 7.6. Гидравлический безупорный пакер Д-74



ТатНИПИнефти и УфНИПИнефти. В пакере УфНИПИнефти якорное устройство жестко закреплено на стволе пакера, поэтому после разобщения зоны поглощения и затрубного пространства исследование скважины и изоляционные работы проводятся через штуцер диаметром 35–40 мм. Преимущество пакера УфНИПИнефти – наличие антизатекателей, предотвращающих затекание резины, благодаря чему увеличивается срок службы резиновых элементов пакера.

Гидравлические пакеры. К гидравлическим относятся пакеры, резиновый элемент которых деформируется за счет перепада давления, создаваемого в бурильных трубах нагнетанием бурового раствора. У гидравлического пакера отсутствует упорный механизм, но он снабжен обратным клапаном, который пропускает жидкость под резиновый элемент. Для освобождения пакера с целью его подъема необходимо открыть обратный клапан.

Гидравлический безупорный пакер Д-74. Основными недостатками пакеров многократного действия являются малый диаметр внутреннего канала и наличие штуцеров для создания перепада давления при раскрытии пакера. Кроме этого в надувных гидравлических пакерах быстро выходит из строя резиновый элемент. Отличительная особенность пакера Д-74 – наличие рабочей камеры, отделенной от резинового элемента и штуцера. Последний состоит из поворотных секторов, прикрепленных шарнирно к аксиально-подвижной втулке так, что при движении втулки вниз секторы поворачиваются, освобождая центральный канал.

Пакер (рис. 7.6) состоит из ствола 7, аксиально подвижного патрубка 1, подвижной головки 4 с ограничителем 3, резинового элемента 6, антизатекателей 5, поршня 8 с резиновой манжетой 10, цилиндра 12, упорной втулки 13, башмака 16 и штуцера 15. Поршень 8 в транспортном положении удерживается пружиной 9, а пружина 2 устанавливает в исходное положение весь пакер, собранный на стволе 7 с уплотнительными кольцами 11. Пружинные ножи 14 необходимы для вскрытия полиэтиленовых сосудов с компонентами БСС.

Пакер на бурильных трубах спускают в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах плавно создают давление 5–6 МПа. Под действием давления поршень 8 сжимает пружину 9 и движется вверх, деформируя резиновые элементы. Затем осуществляют плавную посадку бурильных труб на величину, равную рабочему ходу пакера.

Разбуриваемые пакеры

В осложненных условиях проводки глубоких скважин целесообразно применять разбуриваемые пакеры, обеспечивающие наибольшую безопасность проведения изоляционных работ, так как сразу же после продавки тампонажной смеси бурильные трубы отсоединяют от пакера и извлекают на поверхность. В этом случае предотвращается разбавление тампонажной смеси не только в процессе закачки, но и в период ее твердения, так как исключается влияние вышележащих водоносных горизонтов и эффекта поршневания при подъеме бурильного инструмента. Конструкция разбуриваемых пакеров, принцип их работы, а также преимущества и недостатки описаны в ряде работ.

Разбуриваемый пакер РП-4. С целью повысить качество герметизации скважин на больших глубинах, разработана конструкция разбуриваемого

пакера, обеспечивающая при создании давления в бурильных трубах вначале перемещение уплотнительного элемента вниз по стволу скважины, а затем его сжатие (Н.И. Сухенко, В.И. Крылов).

Пакер (рис. 7.7) состоит из ствола 5, соединенного левой резьбой с переводником 1, резинового элемента 6 с двумя неподвижными головками 4 и 12, втулки 10, перекрывающей отверстия 7 в стволе пакера и седла 16. Втулка и седло образуют демпфирующую камеру и удерживаются в стволе пакера штифтами 11 и 15. Отверстия 7 снаружи перекрыты обратным клапаном 8. Детали пакера, кроме переводника, изготавливают из разбуриваемого материала.

После спуска пакера до необходимой глубины скважину промывают, и в бурильные трубы сбрасывают шар 13, а затем шар 9. Они перекрывают

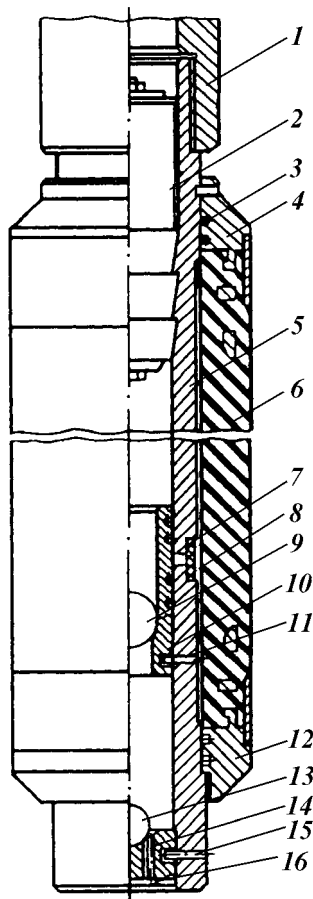


Рис. 7.7. Разбуриваемый пакер РП-4:
1 – переводник; 2 – пробка; 3 – уплотнительное кольцо; 4, 12 – головки; 5 – ствол; 6 – резиновый элемент; 7 – отверстие; 8 – обратный клапан; 9, 13 – шары; 10 – втулка; 11, 15 – штифты; 14 – перепускной канал; 16 – седло

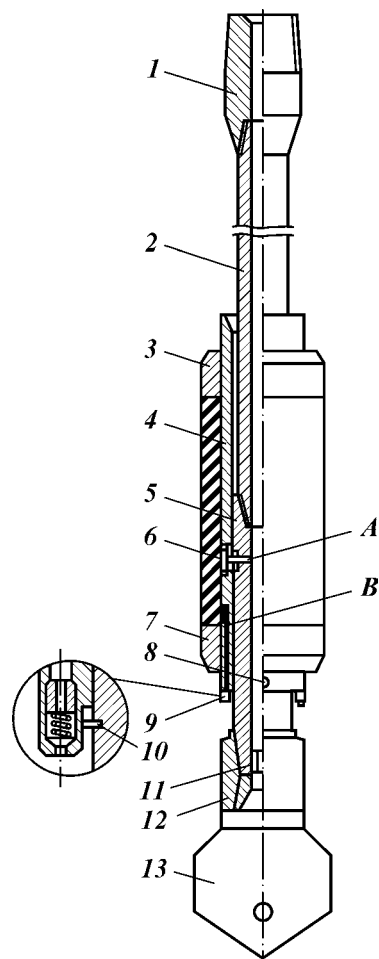


Рис. 7.8. Устройство для цементирования поглощающих пластов

отверстия соответственно в седле 16 и втулке 10. Нагнетанием жидкости в трубах создают давление, под действием которого происходит удлинение бурильной колонны, однако уплотнительный элемент в это время не деформируется, так как отверстие 7 перекрыто втулкой. При определенном давлении штифты 11 срезаются, и втулка 10 благодаря демпфирующей камере плавно перемещается вниз до упора в седло. При этом исключается падение давления над втулкой и сохраняется удлинение бурильных труб. Достигается это за счет наличия в седле перепускных каналов 14 и постепенного выхода из них жидкости, заключенной между втулкой и седлом.

Как только втулка переместится ниже отверстия 7, перепад давления передается через обратный клапан под уплотнительный элемент, который разобщает затрубное пространство. При достижении необходимого перепада давления осуществляют посадку бурильных труб и доводят нагрузку на пакер до 3–5 тс, после чего штифты 15, имеющие сопротивление среза на 15–20 % выше, чем у штифтов 11, срезаются, и седло, втулка и шары падают на забой скважины. Через открытый канал ствола пакера производится необходимый комплекс работ: исследование зоны поглощения, закачка тампонажной смеси и т.д.

Переток жидкости в процессе твердения смеси исключен, так как канал ствола пакера перекрывается продавочной пробкой 2, спускаемой в бурильные трубы перед продавочной жидкостью. При посадке пробки давление в трубах повышается, ее конические резиновые кольца входят в соответствующие протоки внутри ствола пакера, благодаря чему предотвращается движение пробки вверх от действия давления снизу. После посадки пробки бурильные трубы с переводником вращением вправо отсоединяют от пакера, который после затвердения тампонажной смеси разбуривается вместе с цементным мостом.

Применение пакеров при изоляции поглощающих пластов большой мощности или имеющих несколько интервалов поглощения не всегда обеспечивает высокое качество изоляционных работ, что приводит к неоднократным закачкам тампонажной смеси.

Для повышения эффективности изоляционных работ с использованием пакеров разработан способ, заключающийся в том, что тампонажную смесь закачивают непосредственно к подошве зоны поглощения через хвостовик, установленный против поглощающего пласта на всю его мощность и соединенный с пакером с помощью срезаемых шпилек.

Однако способ закачки смеси через хвостовик не позволяет оценить результат заливки без разбуривания цементного моста и, следовательно, решить вопрос о проведении повторной закачки смеси, если первой заливкой зона поглощения не изолирована.

Ниже описывается устройство, которое позволяет многократно цементировать зону поглощения и разбуривать цементный мост без подъема пакера (ТатНИПИнефть).

Общий вид устройства изображен на рис. 7.8. Оно состоит из гидравлического пакера и полого цилиндра 5, к нижнему концу которого с помощью муфты 12 присоединяется долото 13. Пакер включает в себя резиновый элемент с металлическими головками 3 и 7 и корпус 4 с клапанами 6 и 9. Обратный клапан 6 служит для подачи жидкости под резиновый элемент при разобщении скважины, а клапан 9 – для выхода жидкости из-под резинового элемента перед подъемом пакера из скважины. В исходном положении пакер фиксируется на цилиндре с помощью срезаемого штифта 8,

при этом отверстия *A* в цилиндре и корпусе пакера сообщаются между собой. Цилиндр сверху соединен с трубой *2*, а снизу он имеет штуцер *11* для создания необходимого давления при установке пакера в скважине. Устройство соединяется с бурильными трубами посредством переводника *1*.

Бурильные трубы с устройством спускают в скважину на такую глубину, чтобы пакер был расположен над кровлей зоны поглощения. При этом необходимо иметь в виду, что верхний конец бурильных труб должен быть соединен с ведущей трубой, причем ее нижняя часть должна входить в ротор для осуществления последующего вращения бурильной колонны при разбурировании цементного моста.

Резиновый элемент в скважине уплотняется давлением бурового раствора, закачиваемого в бурильные трубы. После установки пакера производят посадку бурильной колонны, при этом штифт *8* срезают, и цилиндр вместе с трубами и долотом перемещается вниз. Колонну опускают вниз до посадки переводника *1* на корпус *4*, благодаря чему достигается герметизация кольцевого зазора между трубами *2* и корпусом пакера *4*. При таком положении устройства цилиндр пакера с долотом должны быть расположены в подошве зоны поглощения или ниже нее, что достигается подбором длины трубы *2*.

По окончании подготовительных работ скважина промывается, и в бурильные трубы через ведущую трубу закачивается тампонажная смесь которая, выходя из отверстий долота, заполняет ствол скважины и поглощающие каналы снизу вверх. После продавки смеси бурильная колонна приподнимается настолько, чтобы цилиндр пакера не дошел до корпуса на 20–30 см, и затем скважина промывается для удаления цементного раствора из подпакерной зоны во избежание прихвата инструмента во время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ). После промывки колонна приподнимается в исходное положение, при котором проходной канал корпуса полностью перекрывается цилиндром пакера. Возвращение инструмента в исходное положение фиксируется упором штифта *10* в корпусе пакера *4*.

Цементный мост разбурируется вращением колонны бурильных труб ротором, а циркуляция бурового раствора осуществляется по кольцевому зазору между корпусом *4* и трубой *2*. После разбурирования цементного моста скважину опрессовывают и, если изоляция зоны поглощения не достигнута, ее вновь цементируют по описанной технологии.

По окончании изоляционных работ инструмент извлекают из скважины. При натяжке бурильных труб штифты *10* срезаются, и муфта *12* верхним торцом упирается в шток клапана *9*, сжимая его пружину. Жидкость выходит из-под резинового элемента по каналу *B*, пакер принимает транспортное положение и поднимается на поверхность.

Таким образом, перемещающийся цилиндр пакера вместе с трубой обеспечивает поступление смеси в зону поглощения снизу вверх, что повышает качество изоляции зоны поглощения, а долото позволяет разбурить цементный мост без подъема пакера из скважины и дополнительного спуска инструмента специально для разбурирования цементного моста.

7.4. ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Газонефтеводопроявления и грифонообразования – это серьезный вид осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, требующих длительных и дорогостоящих ремонтных работ. Бурение, особенно вскрытие продуктивного газового пласта, при некоторых обстоятельствах может привести к значительному поступлению флюида в скважину в процессе бурения и в заколонное пространство после цементирования. В некоторых случаях поступление флюида может перейти в газонефтеводопроявления с последующим развитием в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, наносящие огромный экономический ущерб. Особенно часты они при бурении газовых скважин с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

На ряде месторождений, в особенности с аномально высокими пластовыми давлениями, наблюдаются многочисленные случаи заколонных газонефтепроявлений после цементирования обсадных колонн.

Длительно действующие пропуски газа приводят к насыщению вышележащих пористых горизонтов.

Значительные затраты средств и времени на ликвидацию фонтанов, грифонов и проявлений могли бы быть значительно снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газонефтепроявлений, их причины, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

При эксплуатации газовых, газонефтяных, газоконденсатных и нефтяных месторождений часто наблюдаются случаи скопления газа между кондуктором (или промежуточной колонной) и эксплуатационной колонной.

Пути движения газа в эксплуатирующихся скважинах в основном те же, что и при цементировании или ОЗЦ скважин, выходящих из бурения. Правда, в первом случае можно было бы отметить и появление нарушений колонны вследствие их коррозии и разрушения цементного камня под действием суффозии и пластовых вод.

ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ, ПРИЗНАКИ ПРОЯВЛЕНИЙ

При бурении глубоких скважин нельзя исключить возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), которые являются одним из самых распространенных видов осложнений. ГНВП нередко заканчиваются нерегулируемыми фонтанами пластовых флюидов, что часто приводит к гибели скважин и оборудования, а также потерям углеводородного сырья.

Проникновение газа в буровой раствор вызывает изменение его свойств. Вязкость и статическое напряжение сдвига буровых (глинистых) растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину приводит к падению плотности буровых растворов.

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть заметны в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления «неустойчивого равновесия» возможен выброс с последующей работой пласта без противодавления.

Отмечены случаи газирования бурового (глинистого) раствора во вре-

мя остановок скважины без промывки в течение более 1 ч, а также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме инструмента.

Для предупреждения ГНВП повышают плотность бурового раствора из расчета, что давление его столба должно быть выше пластового. Нижний предел превышения забойным давлением пластового ограничен техническими нормами, а верхний – нет. Опасаясь ГНВП, буровики, как правило, стараются не рисковать и чрезмерно утяжеляют буровой раствор. Принятие таких мер при проводке скважин приводит к снижению скорости их бурения, росту опасности возникновения прихватов бурильной колонны, поглощениям бурового раствора, закупорке коллекторов и, как следствие, к снижению эффективности геолого-поисковых и буровых работ, повышению их стоимости и другим негативным явлениям.

Поступление пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида.

Практикой бурения установлены следующие признаки газонефтеводопроявлений:

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в емкостях циркуляционной системы;

- повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;

- уменьшение против расчетного объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны;

- увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны;

- повышение газосодержания в буровом растворе;

- возрастание механической скорости бурения;

- изменение показателей свойств бурового раствора;

- изменение давления на буровых насосах.

Последние три признака могут возникать не только в результате проявлений, но и по другим косвенным причинам.

Устойчивое самопроизвольное увеличение механической скорости может служить признаком углубления скважины в зону АВПД с постоянным нарастанием порового давления в проходимых глинистых породах.

Резкое увеличение механической скорости, так называемый «скачок проходки», в переходной зоне свидетельствует, как правило, о быстром возрастании аномальности давления на забое. Такая ситуация может возникнуть в случае небольшой толщины переходной зоны, при непосредственной близости пластов-коллекторов с высоким давлением флюидов или в результате внедрения долота в высоконапорную залежь.

«Скачок проходки» при бурении следует рассматривать как признак возможного проявления. Такой подход оправдал себя во многих случаях как самая ранняя реакция на неуравновешенность давления на забое скважины.

Увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях является прямым признаком притока в скважину пластового флюида.

Наиболее совершенные измерительные системы контролируют объем

(уровень) в приемных емкостях насосов и общий объем бурового раствора в запасных емкостях показывающими приборами с одновременной регистрацией. В аварийных ситуациях предусмотрена звуковая и световая сигнализация.

Минимальный объем флюида ΔV_{\min} (в м^3), поступившего в скважину, который может быть зафиксирован устройствами измерения уровня, определяется равенством

$$\Delta V_{\min} = \varepsilon S.$$

где ε – абсолютная погрешность датчика уровнемера; S – площадь поверхности жидкости в приемных емкостях.

Точность реакции уровнемера, таким образом, зависит как от его чувствительности, как и от площади измеряемого уровня жидкости. Посредством изменения площади поверхности раствора можно менять минимальное значение регистрируемого объема проявления, как это показано на рис. 7.9. График построен с учетом применения в циркуляционной системе стандартных блоков емкостей с площадью 20 м^2 . Из графика можно видеть, что выключение из циркуляции отдельных приемных емкостей равнозначно повышению эффективности уровнемера. Переключение блоков площадью 40 м^2 на блок 20 м^2 (выключение одной из двух используемых емкостей) равнозначно увеличению реакции устройства в 2 раза, а отключение одной из трех используемых при циркуляции емкостей эквивалентно повышению чувствительности системы в 1,5 раза.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида:

изолируют приемную емкость, через которую ведется циркуляция, от других;

уменьшают поверхность приемной емкости установкой перегородки;

устанавливают исходный уровень бурового раствора после возобновления круговой циркуляции;

корректируют положение исходного уровня с учетом объема введенных добавок при обработке и утяжелении бурового раствора, интенсивного выпадения осадков или потерь раствора при его очистке и испарении;

переклюают насосы, приемную емкость, перераспределяют объемы бурового раствора только с ведома бурильщика;

останавливают процесс бурения для выполнения указанных работ, если бурят в отложениях, содержащих сероводород.

Разность объемных скоростей на входе и выходе из скважины измеряется дифференциальными расходомерами. На практике расход (скорость) выходящего потока бурового раствора контролируют с помощью индикатора потока, позволяю-

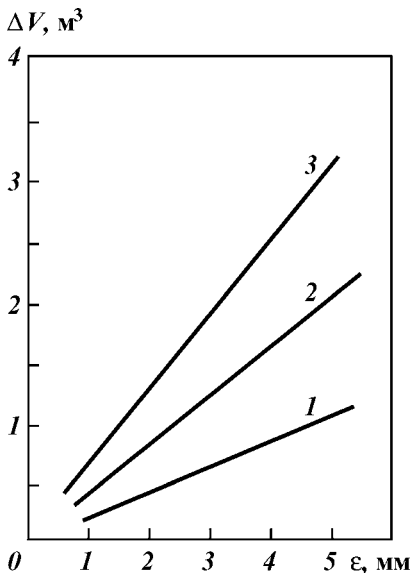


Рис. 7.9. Влияние площади S уровня жидкости и чувствительности уровня ε на регистрируемый минимальный объем ΔV проявления:
 1 – $S = 20 \text{ м}^2$; 2 – $S = 40 \text{ м}^2$; 3 – $S = 60 \text{ м}^2$

щего обнаружить начавшееся проявление при превышении расхода на выходе на 10 % и более.

Результаты измерения расхода потока на выходе необходимо сопоставить с данными измерений уровня приемных емкостей, поскольку повышение расхода раствора приводит к увеличению уровня в емкостях.

Условие обнаружения проявления с помощью расходомера может быть записано в виде

$$\Delta Q_{\min} = \delta Q_{\max}/100,$$

где δ – относительная приведенная погрешность прибора, %; Q_{\max} – максимальный расход раствора, л/с.

Эффективность обнаружения газопроявлений расходомером существенно зависит от подачи насосов. С увеличением подачи время обнаружения проявления при одном и том же притоке газа в скважину сокращается в соответствии с равенством

$$\Delta Q_2 = n \Delta Q_1,$$

где ΔQ_1 , ΔQ_2 – приращение расхода на выходе в некоторый момент соответственно при первой и второй подаче насоса, превышающей первую в n раз.

Насыщение бурового раствора газом может происходить по различным причинам – как связанным, так и не связанным с недоуравновешенностью пластового давления в скважине.

При увеличении в буровом растворе содержания газа выше фонового следует принять меры по его дегазации и выявить причины его поступления.

Глины переходной зоны часто загазованы, и их разбуривание сопровождается поступлением в раствор газа. При этом газ может поступать как из выбуренной породы, так и из приствольной части массива, если в нем имеются пропластки повышенной песчанности, линзы песка и другие локальные литологические разности, способные содержать флюиды под высоким давлением.

Признак проявления, т.е. поступления газа из окружающих пород вследствие недостатка противодействия со стороны скважины, – продолжающееся газирование раствора во время промывки после прекращения бурения. Кроме того, в этом случае наблюдается повышение газосодержания раствора в забойных пачках при прекращении циркуляции, например, для наращивания буровой колонны. Это объясняется снижением давления на газующий пласт и увеличением времени газирования забойной порции раствора. Такое присутствие газа не требует немедленного утяжеления бурового раствора.

Газ может поступать в раствор вместе с выбуренной породой при проходке газонасыщенных пластов и наличии запаса противодействия. В этом случае остановка бурения приводит к прекращению поступления газа в циркулирующий буровой раствор.

Часто выход газированного раствора наблюдается при восстановлении циркуляции после проведения спускоподъемных операций. Причиной этого могут служить чрезмерное снижение давления во время подъема буровой колонны и физико-химические превращения в буровом растворе, приводящие к поступлению определенного объема газа в скважину.

Наличие газа только в забойной пачке, наблюдаемое после спуска бурильной колонны и промывки, обычно не приводит к выбросу. Однако в случае снижения давления в бурильных трубах и расплескивания бурового раствора вымывать газовую пачку следует при закрытом устье через регулируемый дроссель.

Если отмечается поступление газа в буровой раствор, то содержание его должно постоянно контролироваться. Для этого могут быть использованы станции контроля за бурением или газокаротажные станции.

Плотность пластовых флюидов, поступающих во время проявления в скважину, ниже плотности бурового раствора. В связи с этим существовавший ранее баланс давлений в кольцевом пространстве и бурильных трубах нарушается. Особенно это характерно для газопроявлений. Но поскольку кольцевое пространство и бурильные трубы представляют систему сообщающихся сосудов, то происходит новое перераспределение давлений за счет снижения давления на буровых насосах.

Если в скважину поступил газ, то по мере его подъема высота столба увеличивается в результате расширения и давление на насосах постоянно снижается. Снижение давления в случае поступления большой массы газа может быть существенным.

При высоких значениях пластового давления и продуктивности пласта возможно не снижение, а повышение давления в бурильных трубах. Повышение давления в этих случаях возникает непосредственно в момент притока флюида и обусловлено быстрым изменением забойных условий и ростом гидродинамических сопротивлений в затрубном пространстве. Отмечается связь между увеличением давления на стояке в начальные моменты выброса и его интенсивностью.

Известно, что большинство газонефтеводопроявлений и выбросов связано со спускоподъемными операциями, во время которых снижается давление на забой и становится возможным поступление пластовых флюидов в скважину.

Во время подъема бурильной колонны забойное давление уменьшается в результате снижения уровня бурового раствора в скважине и колебаний гидродинамического давления, вызываемого движением труб.

Поступление флюида из пласта в процессе спускоподъемных операций своевременно обнаруживается при постоянном контроле за уровнем раствора в скважине, объемом доливаемого и вытесняемого бурового раствора в сопоставлении с объемом поднятых или спущенных труб.

Проявление, начавшееся в процессе подъема бурильной колонны, распознается по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в скважину, по сравнению с объемом металла бурильных труб, извлекаемых из скважины, и объемом бурового раствора, остающегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если для очистки труб не используют обтираторы, то следует учитывать и объем пленки на наружной поверхности труб. Не допускается уменьшение объема доливаемой жидкости по сравнению с контрольным более чем на 1 м^3 .

В процессе спуска бурильной или обсадной колонны признак проявления – увеличение объема бурового раствора в приемной емкости против расчетного объема вытеснения. Если вытесняемый объем превышает расчетный и в скважине не прекращается перелив, то это свидетельствует о поступлении пластового флюида в ствол скважины. Объем вытесняемой жидкости при спуске труб можно контролировать по объему бурового рас-

творя в одной из приемных емкостей (остальные должны быть отключены от желобной системы). Увеличение объема в приемной емкости на 1 м^3 по сравнению с контрольным объемом указывает на начало проявления. Объем вытесняемой жидкости сверяется с контрольным после спуска каждой десяти свечей.

При поступлении пластового флюида в ствол бурящейся скважины происходит изменение показателей свойств бурового раствора: плотности, водоотдачи, вязкости, статического и динамического напряжения сдвига, удельного сопротивления, концентрации хлоридов и др. Следует иметь в виду, что причиной отклонения свойств буровых растворов от заданных значений могут быть и другие факторы. Поэтому более достоверно судить о проявлении можно по изменению нескольких показателей одновременно.

Причины поступления пластовых флюидов в скважину при бурении

В процессе проводки скважины пластовые флюиды постоянно поступают в скважину, в том числе при превышении забойным давлением $p_{\text{заб}}$ пластового $p_{\text{пл}}$. Систематизация причин ГНВП представлена на рис. 7.10.

Причинами поступления пластовых флюидов в скважину могут являться: капиллярный переток; переток за счет осмоса; поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой; гравитационное замещение; диффузия газа; контракционный и фильтрационно-депресссионный эффекты.

Капиллярный переток. Обусловлен капиллярным противотоком при поступлении фильтрата раствора в пласт. Однако поступление флюидов в скважину за счет капиллярного перетока столь незначительно, что не может быть замечено. Кроме того, переток может возникнуть при наличии поровых каналов диаметром до 1 мкм , капиллярное давление в которых способно вытеснить нефть или газ из пласта в скважину. В каналах большего диаметра капиллярные силы слишком малы, и флюиды оттесняются по ним фильтратом бурового раствора в глубь пласта.

Переток за счет осмоса. При осмотическом перетоке флюидов через полупроницаемую перегородку (в данном случае – фильтрационная корка) не происходит существенного накопления пластового флюида в стволе скважины, которое могло бы быть замечено на поверхности.

Поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой. Когда буровой раствор попадает на свежую поверхность породы, только что вскрытой долотом, то за тот короткий промежуток, за которым следует новый срез породы долотом, фильтрат бурового раствора не успевает вытеснить пластовые флюиды из открывшихся пор и трещин и протолкнуть их в пласт. Таким образом, обломки выбуренной породы, выносимые раствором на поверхность, содержат пластовые флюиды.

В результате многочисленных наблюдений установлено, что при разбуривании газосодержащих пород повышение механической скорости проходки приводит к увеличению содержания газа в буровом растворе. Каких-либо признаков поступления жидких флюидов вместе с выбуренной породой практически не отмечено.

Содержание газа в буровом растворе C (в %) может быть рассчитано по формуле

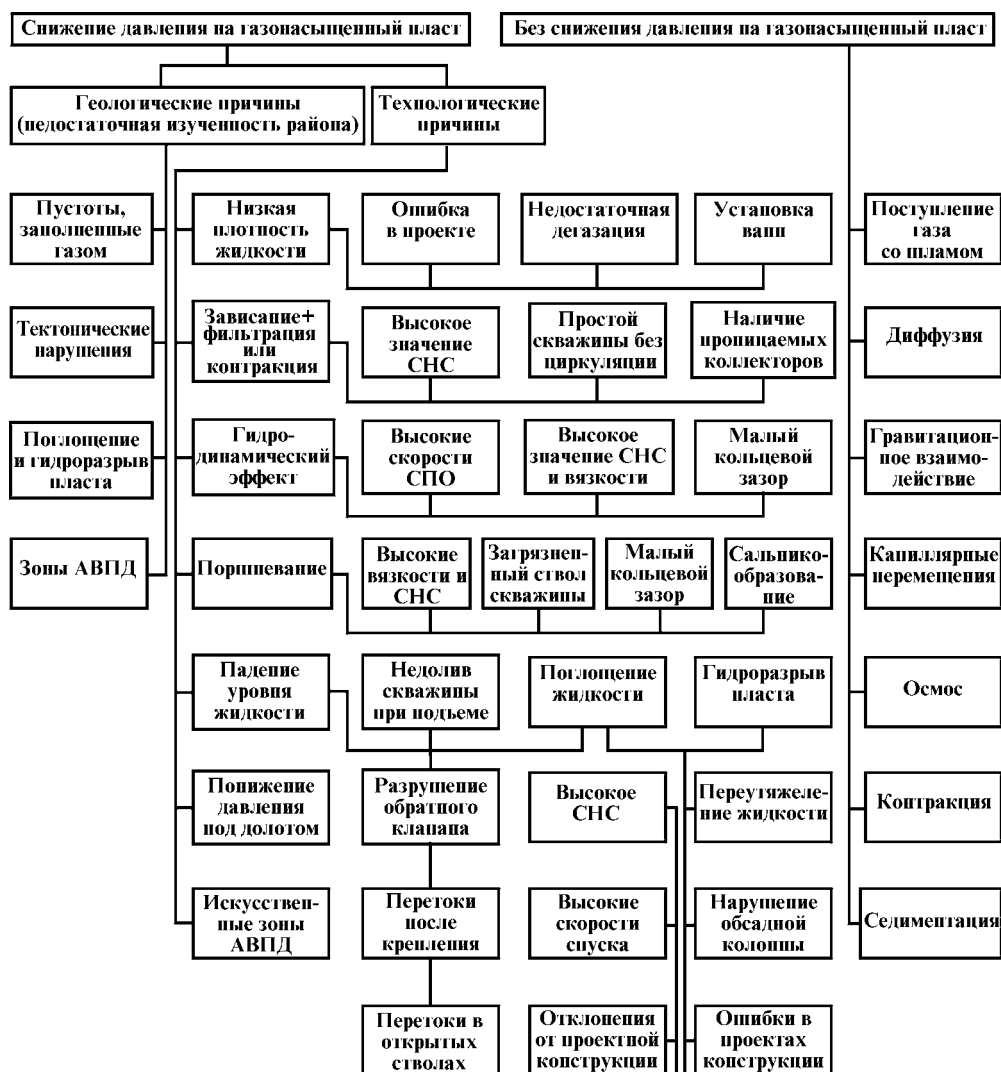


Рис. 7.10. Систематизация причин газонефтепроявлений при бурении скважин

$$C = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_{заб}}{4Qp_y},$$

где v_m – механическая скорость проходки, м/с; D – диаметр скважины, м; C_1 – содержание газа в породе, %; $p_{заб}$, p_y – соответственно забойное и устьевое давления, МПа; Q – объемная скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м³/с.

Гравитационное замещение. Гравитационное замещение бурового раствора пластовыми флюидами возможно только при наличии в породе вертикальных трещин с раскрытием более 2 мм. Кроме того, такое замещение происходит при равенстве забойного и пластового давлений.

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьезным видом осложнений.

Условия, способствующие проникновению флюидов в заколонное пространство, изучены недостаточно, недостаточно выяснены и причины этого явления, а отдельные толкования подчас противоречивы.

В межколонном пространстве газ может появиться вследствие нарушений герметичности колонны и устьевого узла (колонной головки, места ее соединения со сгонным патрубком и т.д.) или во время процесса формирования цементного камня в затрубном пространстве (загустевания, схватывания и твердения раствора – камня). Отмечаются следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в заколонном пространстве после цементирования: по каналам из-за негерметичности резьбовых соединений; по каналам из-за негерметичности соединения частей колонной головки; по нарушениям целостности обсадных колонн; по каналам при негерметичном цементном камне.

Природа заколонных проявлений после цементирования обсадных колонн экспериментально пока еще слабо изучена и известны только попытки ее объяснения на основе общих представлений и промыслового материала.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ожидания затвердения цементного раствора и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

Данные практики показывают, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него значительно чаще проявляются там, где обращается недостаточное внимание на технологию цементирования, где применяют только чистый цемент, где наряду с недостаточным вытеснением бурового раствора обеспечиваются большие высоты подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных обстоятельствах значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и шлакопесчаных растворов, при расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечения проведения определенного комплекса цементировочных работ и т.д.

Резюмируя существующие мнения о путях движения газа в заколонном пространстве скважины, можно выделить следующие места возникновения потенциальных каналов.

1. Трещины и перемятости пород (в первую очередь, при возникновении грифонов).
2. Участки, заполненные невытесненным буровым раствором с последующим разрушением последнего.
3. Участки стенок скважины, где осталась сформированная глинистая корка с последующим ее разрушением.
4. Зазоры, возникающие на границах обсадная колонна – цементный камень и цементный камень – стенка скважины в результате выделившейся из цементного раствора воды (с последующим ее поглощением твердеющим цементным раствором).
5. Щель, заполненная водой на границе между глинистой коркой (бу-

ровым раствором) и цементным раствором (камнем), возникшая в результате их синергизма.

6. Каналы, образованные поднимающимся по цементному раствору газом.

7. Капилляры, пронизывающие схватившийся, но еще не затвердевший цементный раствор и образованные в результате наличия в нем избыточной воды (по сравнению с необходимым ее количеством для химического процесса соединения цемента с водой). Проницаемость цементного камня.

8. Каналы, образовавшиеся в цементном растворе в результате водоотделения на контакте с другими поверхностями или в его массе.

9. Трещины в цементном камне.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 7.11).

При составлении классификации учитывалось, что некоторые факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классифицирующим группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, потому что некоторые из них, как отмечают исследователи и производственники, возможно, играют некоторую роль в газопроявлениях.

В основу классификации взято разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп: 1) геологические; 2) технические; 3) технологические; 4) физико-химические; 5) механические.

Данная градация охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердения с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления должны выполняться два условия:

наличие перепада давления (в случае газа – обязательно) и возможность образования канала для движения газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов (см. рис. 7.11) необходимы анализ и оценка их приоритетности в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

Следствием движения газа (реже нефти или воды) в заколонном пространстве скважин являются выходы его на поверхность в некотором отдалении от устья. Это грифоны. Грифоны – весьма серьезное осложнение, нередко переходящее в аварию. Из земли выходит флюид, выбрасываются куски породы, выделяется значительное количество газа, нефти, воды. Спустя определенное время некоторые грифоны прекращают свое существование, другие же, наоборот, активизируются и функционируют долго. Чаще грифоны возникают при бурении и после крепления скважин, реже при эксплуатации, при стабильных режимах работы.

Основная причина возникновения грифонов – прорыв флюида на дневную поверхность: накопление флюида, в первую очередь, газа в заколонном или межколонном пространстве (между промежуточной и эксплуатационной колоннами); наличие путей поступления флюида к месту накопления (или транзитного движения) – негерметично зацементированное заколонное пространство; пропуски резьбовых соединений; протертости кондуктора (и) или колонны; наличие в верхней части разреза малоуплотненных пород, пород, дезинтегрированных сетью трещин, сообщающихся с

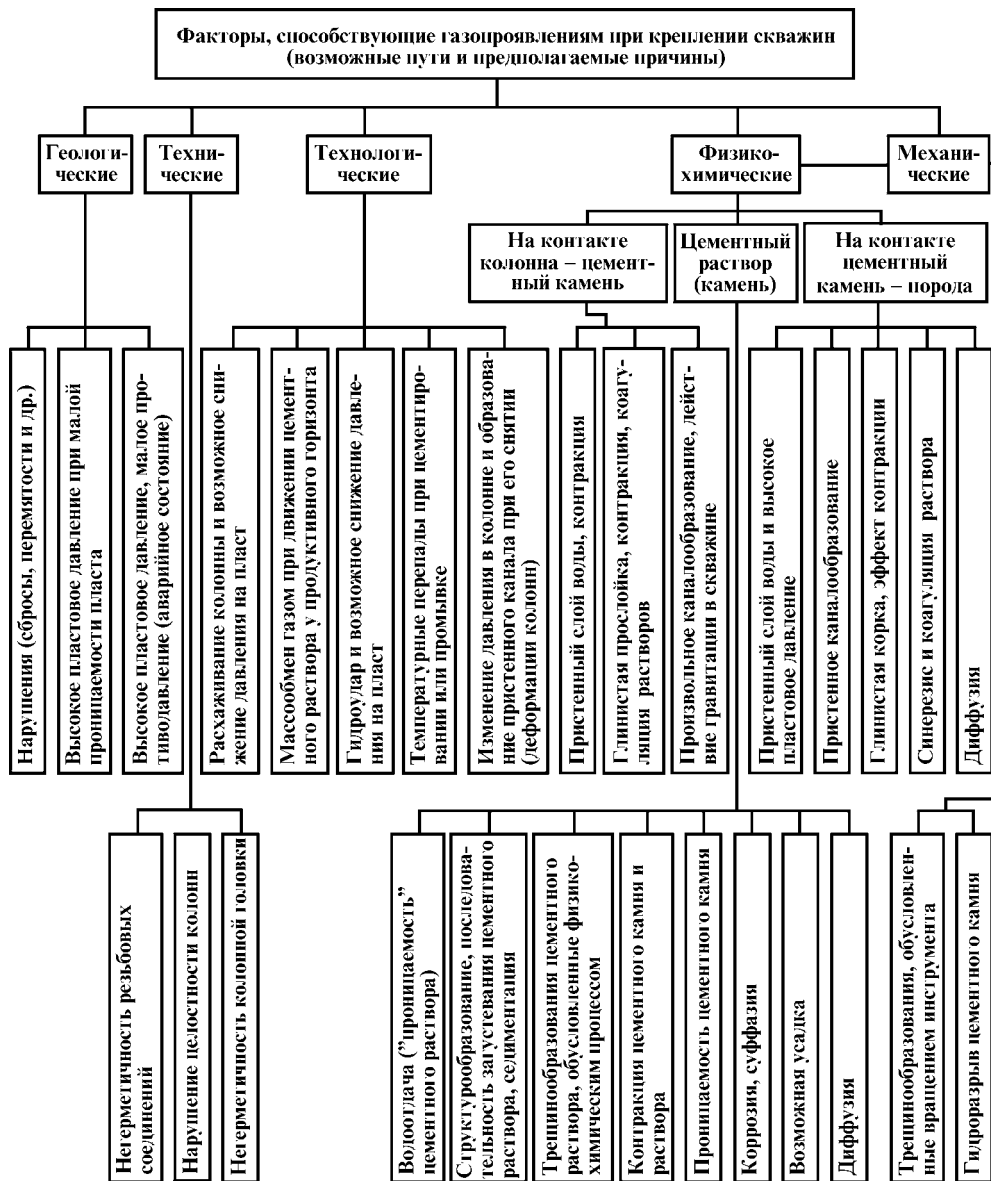


Рис. 7.11. Схема классификации газопроявлений при креплении скважины

поверхностью; пересечение скважиной плоскости тектонического нарушения, выходящей на поверхность.

7.5. ПРИХВАТЫ, ЗАТЯЖКИ И ПОСАДКИ КОЛОННЫ ТРУБ

Одним из самых распространенных серьезных и дорогостоящих видов осложнений при проводке скважин, иногда оканчивающихся ликви-

дацией скважины или бурением нового ствола, являются прихваты колонн бурильных и (или) обсадных труб. Как правило, прихватам предшествуют затяжки бурового инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием бурильного инструмента в желоба, им же образованные и ликвидируемые без остановки технологического процесса.

Природа прихватов различна, поэтому и методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику.

На возникновение прихватов колонн труб оказывает влияние множество факторов, дифференцировать которые с целью оценки их влияния трудно.

Можно схематично разделить действующие при прихвате колонн труб силы на силы механического прижатия труб к стенке скважины, связанные с действием перепада давления и горизонтальной составляющей веса колонны труб, и адгезионные силы взаимодействия, зависящие от свойств фильтрационной корки, состояния контактной зоны и условий среды. Эти силы действуют совместно. В зависимости от условий в скважине их соотношение меняется.

Природа прихватов колонн труб

Прихватом следует считать процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности материала (стали).

Наибольшее распространение прихваты имеют в юго-западных и южных районах СНГ, что вызвано наличием сложных горно-геологических условий, значительными глубинами скважин и необходимостью преодоления встречающихся при этом различных осложнений процесса их сооружения. Для юго-западных районов характерны прихваты, вызываемые действием повышенного перепада давления, а для северо-восточных районов – в результате заклинивания труб в суженной части ствола из-за нарушения режима промывки (сальникообразования, оседания частиц шлама и др.).

Большинство отечественных и зарубежных исследователей считает, что основная причина прихватов заключается в действии перепада давления и гидростатического давления, адгезионных сил и заклинивания долота в нерасширенных и суженных участках ствола скважин, а также заклинивание колонны труб вследствие скопления в стволе шлама в результате недостаточной промывки.

На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость), контактирующих с бурильным инструментом.

Значение силы трения покоя между глинистой коркой и металлической трубой зависит от количества прокачиваемой жидкости. При структурном режиме течения жидкости увеличение подачи насоса приводит к уменьшению силы трения вследствие интенсивного размыва рыхлого слоя корки, прилегающего к трубе, и в результате к уменьшению площади контакта между трубой и коркой. При турбулентном режиме течения увеличение расхода прокачиваемой жидкости вызывает повышение гидродинамического давления, следовательно, и перепада давления, а также силы трения.

Увеличение содержания утяжелителя приводит к возрастанию коэффициента трения, а профилактические добавки нефти к буровому раствору в несколько раз снижают коэффициент трения и уменьшают связанность частиц в глинистой корке.

Однако нефть при высоких температурах и давлениях теряет свои смазочные свойства. В этих условиях предпочтительнее использовать смазки на основе окисленного петролатума, жирных кислот, смеси гудронов, а также натуральных жиров. Более эффективно (для снижения коэффициента трения) совместное использование смазочных и поверхностно-активных веществ.

На возникновение прихватов под действием перепада давления существенно влияют структурно-механические свойства буровых растворов. Однако регулирование этих свойств не всегда помогает предотвратить прихваты инструмента, находящегося без движения в интервале залегания хорошо проницаемых пород.

С увеличением глубины бурения скважин (с соответствующим повышением температур и давления) значительно возрастает опасность прихватов, вызванных действием перепада давления, особенно в тех районах бурения, где применяют утяжеленные буровые растворы.

Установлено, что при перепаде 10 МПа сила прихвата зависит не только от перепада, но и от значения депрессии в зоне контакта инструмента и корки. Значение депрессии тем выше, чем больше уменьшается проницаемость глинистой корки. Когда сжатая часть корки непроницаема, инструмент прижимается к ней с силой, равной произведению перепада давления в зоне контакта на его площадь. Изменение проницаемости корки зависит от качества бурового раствора, степени его утяжеления, химической обработки и прочности структуры корки; при перепаде давления 16 МПа корка интенсивно формируется в течение первых 20–30 мин, когда скорость фильтрации максимальна. Сила прихвата при больших перепадах давления пропорциональна значению перепада давления. Коэффициент трения в паре диск – корка не зависит от перепада давления (нагрузки на диск) и изменяется в пределах 0,009–0,023 в соответствии с типом раствора. Кроме сил трения, как указывалось, на прихваты влияют и адгезионные силы. Увеличение диаметра применяемого бурильного инструмента приводит к повышению силы прихвата вследствие роста площади контакта труб с коркой, а также интенсивного нарастания корки вне зоны контакта.

Измерения показателей адгезионных и фрикционных свойств корок (по отношению к стали труб) при заданном перепаде давления показали, что сдвиг стали по корке происходит не по поверхности контакта, а в слое корки – вблизи этой поверхности. При перепаде давления до 2 МПа силы сдвига возрастают пропорционально перепаду давления, а при 3–4 МПа – эта зависимость нарушается в результате упрочнения корки. Дальнейший рост перепада давления не увеличивает сил сдвига. При исследовании сил прилипания установлено, что они интенсивно возрастают в первые 30–40 мин контакта, а затем стабилизируются.

Таким образом, согласно существующим в настоящее время мнениям, причина явлений, приводящих к прихвату труб при бурении скважин, – действие перепада давления. Однако при прочих равных условиях в возникновении прихвата существенную роль играют и физико-механические свойства фильтрационных корок, с которыми соприкасается бурильный инструмент при прихвате.

Действие других факторов (температура, противодействие, качество смазочной добавки к буровому раствору, искривление ствола скважины, тип бурового раствора, проницаемость породы и фильтрационной корки, характер циркуляции) или не исследовали, или исследовали недостаточно, хотя в возникновении прихватов они (в ряде случаев) играют решающую роль.

Значительный объем исследований проведен А.К. Самогоем.

К наиболее распространенным прихватам он относит:

у стенки скважины под действием перепада давления;

вследствие заклинивания низа колонн при их движении в скважине;

в результате желообразования;

вследствие сальникообразования;

из-за нарушения устойчивого состояния пород;

вследствие заклинивания колонн посторонними предметами;

вследствие нарушения режима промывки;

по причине заклинивания породоразрушающего инструмента;

испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения.

Способы ликвидации прихватов очень разнообразны. В южных районах страны с помощью установки нефтяных ванн ликвидируют 40–80 % прихватов, возникших вследствие действия перепада давления, и 20–40 % прихватов, возникших в результате заклинивания колонн в суженной части ствола скважины. Ликвидировать прихваты, возникшие вследствие обвала пород, чрезвычайно трудно, и они часто переходят в категорию аварий, так как приходится или фрезеровать прихваченную часть колонны, или устанавливать цементный мост и забуривать новый ствол.

Способы предупреждения и ликвидации прихватов

Профилактика предусматривает: использование рациональных конструкций скважин; применение буровых растворов, свойства которых способствуют предупреждению прихвата колонны и обеспечению устойчивого состояния пород, слагающих стенку скважин; нормирование превышения гидростатического давления над пластовым, недопущение непланируемого искривления ствола скважины; предупреждение образования желобов и ликвидацию желобных выработок; применение противоприхватных компоновок низа бурильных колонн; использование специальных приспособлений и устройств, предупреждающих заклинивание колонны труб в скважине в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наименьшая вероятность прихвата у инструментов, имеющих меньший диаметр и длину (центратор, наддолотный калибратор, пакеры и др.).

При выборе рациональной конструкции скважины необходимо строго придерживаться следующих основных требований: не допускать совместное вскрытие горизонтов с различными градиентами пластовых давлений; своевременно перекрывать опасный участок ствола промежуточной колонной или хвостовиком. Нарушение этих требований приводит к возникновению прихватов под действием перепада давления, ликвидация которых на большой глубине не всегда возможна.

Способствуют устранению осложнений, приводящих к прихватам, и многокомпонентные буровые растворы, сохраняющие устойчивость пород, слагающих стенку скважин. Рекомендовано: предупреждать термическую и термосолевую деструкции бурового раствора, кольматировать высокопро-

ничаемые породы, уменьшать колебания гидродинамического давления, формировать тонкую эластичную фильтрационную корку с низкими показателями фрикционных свойств и улучшать буримость пород.

Проблема сохранения устойчивости пород, слагающих стенки скважин, пока еще не полностью решена.

Применение известковых, гипсовых, малосиликатных с полимерными добавками при минимальной водоотдаче, с добавками поваренной соли и хлористого кальция, эмульсионных высокополимерных на неводной основе буровых растворов дает удовлетворительные результаты только в некоторых условиях, так как причины разупрочнения пород неодинаковы.

Противоприхватными свойствами обладают буровые растворы на углеводородной основе и обращенные эмульсии. Применение таких растворов благоприятствует улучшению буримости пород. Однако высокая стоимость, сложность регулирования их свойств в условиях высоких температур и давлений при агрессивной среде, дефицитность некоторых компонентов, повышенная пожароопасность сдерживают широкое использование этих буровых растворов.

Одна из наиболее сложных проблем при бурении – предотвращение коагуляции буровых растворов под действием высоких температур, сопровождающаяся ростом водоотдачи и интенсивным структурообразованием, что повышает прихватоопасность.

Осложнения в скважинах, вызываемые термоокислительной деструкцией бурового раствора и являющиеся потенциально возможными причинами прихватов, удается предотвратить обработкой бурового раствора специальными термостойкими защитными реагентами. Считается, что УЦР и КССБ термостойки при отсутствии солевой агрессии. Крахмал и КМЦ – термостойки до температуры соответственно 100 и 120–150 °С (КМЦ – в зависимости от степени полимеризации). Акриловые сополимеры термостойки при более высоких температурах, что позволяет иметь низкую водоотдачу солевых растворов при температуре 180–200 °С, пресных – до 250 °С (гипан, метас). Однако до сих пор для условий полиминеральной агрессии и высокой температуре (200–300 °С) проблема регулирования свойств бурового раствора остается нерешенной.

Предотвратить прихваты в интервалах залеганий проницаемых пород можно их кольматацией, так как существующие механические и физико-химические способы кольматации просты и с успехом применяются в различных условиях (М.Р. Мавлютов).

Время выравнивания давления в пристволенной зоне и фильтрационной корке до значения гидростатического, при прочих равных условиях, зависит от проницаемости пласта и заполняющего его флюида. По мере увеличения степени кольматации проницаемых пород процесс выравнивания давления интенсифицируется, и вероятность возникновения прихвата в кольматированном участке ствола при действии гидростатического давления резко уменьшается. При создании больших гидростатических давлений значительно возрастает опасность возникновения прихвата. Так, ранее пробуренный участок ствола скважины, представленный проницаемыми породами, становится прихватоопасным с увеличением перепада давления, вызванного необходимостью повышения гидростатического давления для предупреждения возникновения нефте-, газо-, водопроявлений или обвалообразований.

Свойства бурового раствора не должны способствовать возникнове-

нию больших колебаний гидродинамического давления в стволе скважины в процессе циркуляции, при ее восстановлении и спускоподъемных операциях. Для этого реологические свойства буровых растворов должны быть по возможности минимальными и регулируемыми с помощью реагентов – понизителей вязкости и структурообразователей.

На возникновение прихватов в значительной степени влияют структурно-механические свойства фильтрационных пород (адгезионная способность, сопротивление сдвигу, прочность), зависящие от содержания твердой фазы в буровом растворе и ее состава, вида химической обработки и смазочной способности раствора.

Фрикционные свойства фильтрационных корок снижают применением высококачественных глинопорошков и утяжелителей, улучшением очистки раствора. Фильтрационные корки должны быть тонкими, эластичными, мало- или непроницаемыми, с минимальными силами адгезии и коэффициентом трения.

Наименьшими показателями фрикционных свойств обладают фильтрационные корки, образовавшиеся из растворов, содержащих нефтепродукты с длинными углеводородными цепями (окисленный петролатум, синтетические жирные кислоты и т.п.).

Самая распространенная смазочная добавка на промыслах в настоящее время – сырая нефть, рациональное содержание которой в буровом растворе в зависимости от его плотности и температуры окружающей среды колеблется в пределах 10–18 %. Расчеты показывают, что в зависимости от геолого-технических условий бурения расход нефти для предупреждения прихватов составляет 0,05–0,10 т на 1 м проходки.

Эффективность применения нефти как смазочной добавки при высокой температуре резко снижается, поэтому целесообразнее использовать другие, менее дорогие и более эффективные продукты, например смеси гудронов (СГ), омыленные жирные кислоты (ОЖК), поверхностно-активные вещества.

Строгие требования должны предъявляться к выполнению условия нормирования превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

Как правило, вероятность возникновения прихватов возрастает с увеличением произвольного искривления скважины. Характер искривления скважин, бурящихся в различных геолого-технических условиях, различен и зависит от совместного действия многих факторов. Используются жесткие компоновки низа бурильных колонн и регулирование осевых нагрузок на долото в зависимости от угла падения пластов и перемежаемости пород по твердости; внедряется контроль за искривлением скважин; применяются для бурения скважин большого диаметра реактивно-турбинный способ бурения (РТБ) и долотный бур (БД). Следует обратить особое внимание на возможность увеличения прихватов в горизонтальном бурении.

Наиболее серьезные осложнения, наблюдаемые при проводке скважин (особенно искривленных и наклонно направленных), – затяжки и посадки бурильного инструмента в участках ствола с желобными выработками, которые важно своевременно обнаружить и нейтрализовать.

Желобообразование можно обнаружить и оценить профилометрией, а нейтрализовать – проработкой его интервалов специальными компоновками бурильного инструмента и взрывом в них гибких торпед. Для профилометрии зон желобообразования необходим надежный многоточечный (шес-

ти-, восьми-) профилемер, позволяющий также исследовать азимутальное развитие желобных выработок в стволе скважины.

Как эффективные мероприятия для предупреждения прихватов можно использовать уменьшение фактической площади контакта труб со стенкой скважины, достигаемое в результате применения центрирующих приспособлений, УБТ профильного сечения, квадратных УБТ со смещенными гранями и т.д.

Около 50 % прихватов происходят вследствие заклинивания труб в результате огромной силы инерции колонны, предотвратить которую при высоких скоростях движения бурильного инструмента практически невозможно, так как бурильщик реагирует на появление затяжки или посадки только через 5–7 с после ее возникновения. Для торможения требуется 10–15 с, а общее время, в течение которого низ бурильной колонны взаимодействует со стенками скважины в момент посадки или затяжки, доходит до 25–30 с. Причем значение затяжки порой превышает допустимое, а значение посадки достигает веса бурильного инструмента. Для предотвращения заклинивания бурильной колонны необходимо четко контролировать нагрузки при спуске, подъеме, вращении и экстренно останавливать колонну при появлении малейших дополнительных сил сопротивления.

Для ликвидации прихватов широко применяются жидкостные ванны с применением в качестве рабочих агентов нефти, воды, кислот, щелочей, а также их комбинаций. Однако наиболее эффективны нефтяные ванны с использованием ПАВ, например с дисольваном. Механизм действия химически малоактивных веществ (нефть, вода) до конца не изучен. Видимо, наряду с проникновением этих веществ в зону контакта труб с породой или с фильтрационной коркой, сопровождающимся смачиванием и смазыванием трущихся пар, происходят эрозия фильтрационных корок, образование в корках каналов, способствующих сообщению скважины с пластом и выравниванию давлений, повышение пластового давления в пристволевой зоне скважины вследствие фильтрации нефти и воды в пласт при определенных условиях, в результате уменьшается перепад давления, действующий в зоне прихвата. Явления на границе сред металл – фильтрационная корка или порода, рабочий агент ванны – буровой раствор – стенка скважины – металл изучены недостаточно.

Для предупреждения миграции агентов ванн из зоны прихвата применяются буферные жидкости. Растворы, содержащие макромолекулярные соединения, обладают хорошо регулируемыми структурно-механическими свойствами (путем изменения концентрации полимера и подбора растворителей и разбавителей). Фильтратоотделение таких растворов крайне мало, несмещение их с буровым раствором и агентом ванны выгодно отличает их от других разделителей. При необходимости плотность жидкости, используемой в качестве буферной, может быть доведена до требуемых значений. Среди композиций указанных жидкостей в первую очередь могут найти широкое применение: а) раствор натурального каучука (НК) концентрацией 0,3–3,0 % в предельных углеводородах (бензине, керосине, дизельном топливе); б) раствор синтетических каучуков (СК) концентрацией 0,5–5,0 % в предельных или ароматических углеводородах (дизельном топливе, ароматизированном газоконденсате, сланцевом конденсате, ксилолах и др.); в) раствор полистирола концентрацией 0,2–3,0 % в ароматических углеводородах; г) растворы поливинилацетата в простых и сложных эфирах.

С точки зрения экономичности наиболее целесообразно применение растворов НК и СК, приготовляемых из соответствующих латексов.

Причинами безрезультатной установки ванн являются: несоответствие их виду прихвата; несоблюдение определенной технологически необходимой и достаточной последовательности проведения работ; значительная задержка во времени после возникновения прихвата; недостаточно выбранный объем рабочего агента для полного перекрытия зоны прихвата, уменьшения перепада давления и проведения необходимого цикла работ, непринятие мер по предупреждению миграции рабочего агента из зоны прихвата; смешивания его с буровым раствором, а также флокуляции бари́та в растворе.

Взрыв (в сочетании с прихватопределятелями) также можно рекомендовать для ликвидации прихватов, причем наиболее эффективно немедленное его использование с целью встряхивания колонны труб (применяют гибкие торпеды) и ликвидации заклинивания долота (применяют фугасные торпеды).

Для ликвидации прихватов используют гидроимпульсный способ, при котором реализуется эффект упругих колебаний колонны труб и жидкости при резком снятии предварительно созданных в них напряжений вследствие избыточного давления внутри колонны труб.

Этот способ наиболее эффективен для устранения прихватов, вызванных действием перепада давления, а также сальников и осыпей пород, ре́же – желобообразованием.

Ликвидация прихватов

Действия исполнителя при ликвидации прихвата базируются на совокупности накопленного им опыта и имеющейся информации о причине происшедшего прихвата и заключаются в выборе наиболее эффективного способа для конкретного случая и последовательном применении или чередовании различных способов.

Согласно существующим представлениям о причинах прихватов выделяются три основные категории прихватов (по терминологии теории статистических решений – «состояние природы»): θ_1 – прихват под действием перепада давления; θ_2 – заклинивание (в том числе при спусках-подъемах, вращении, в желобных выработках); θ_3 – прихват вследствие сужения поперечного сечения ствола скважины (при обваливании пород, сальникообразовании, оседании утяжелителя, шлама, течения высокопластичных пород и т.д.).

Результативность известных способов ликвидации прихватов во многом определяется «состоянием природы». Так, использование ванн наиболее результативно при ликвидации прихватов, происшедших под действием перепада давления, а устройства импульсного воздействия (яссы, вибраторы) наиболее эффективны при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием. Существующие способы ликвидации прихватов классифицируются по четырем группам (по терминологии теории статистических решений – «действия»): a_1 – установка ванны; a_2 – механическое, гидромеханическое и другие виды импульсных воздействий; a_3 – обурирование труб; a_4 – установка моста и забурирование нового ствола.

Критерием оценки сравнительной эффективности способов принимается время T , затраченное на ликвидацию прихвата, которое определяется

с учетом проведения необходимых операций при производстве работ (расхаживание и определение зоны прихвата, подготовка агента ванны, его закачивание и продавливание, время воздействия или сборка ясса, отвинчивание и подъем свободной части колонны, спуск ясса, соединение с прихваченными трубами, промывка, работа яссом и т.д.).

Расхаживание прихваченной колонны

Расхаживание (натяжение и посадка) колонны труб и отбивка ее ротором не считаются самостоятельным методом освобождения прихваченной колонны, за исключением некоторых легких случаев прихватов. Способ расхаживания и значения нагрузок зависят от вида прихвата.

В случае прихвата под действием перепада давления необходимо производить расхаживание с помощью талевой системы и отбивание ротором при максимально допустимых для данных условий нагрузках и числах оборотов. Если в течение 30 мин интенсивного расхаживания инструмент освободить не удалось, необходимо снизить нагрузку до значения, не превышающего 15 % веса свободной части инструмента, чтобы не допустить распространения зоны прихвата вверх по стволу. Расхаживание должно быть непрерывным.

При освобождении инструмента, прихваченного вследствие сальникообразования, расхаживание ведется таким образом, чтобы не допустить уплотнения сальника чрезмерной посадкой и особенно натяжкой колонны труб или гидравлическим давлением при интенсивном восстановлении циркуляции. Натяжка при расхаживании не должна превышать 100 кН (при условии не превышения давления при промывке). Если колонна труб движется в ограниченных пределах, бурильщик обязан провернуть ее ротором и продолжать вращение на первой скорости, а также попытаться восстановить циркуляцию и промыть скважину. Дальнейшие работы должны проводиться под руководством бурового мастера и мастера или инженера по сложным работам.

Если прихват труб произошел вследствие обвалообразования, оседания шлама, утяжелителя или заклинивания в желобе, освободить их расхаживанием не удастся. Поэтому в этих случаях колонну труб необходимо расхаживать с нагрузками, не превышающими вес ее свободной части.

При расхаживании следует строго руководствоваться прочностными характеристиками бурильных труб. В отдельных случаях допускается расхаживать колонну труб с обеспечением запаса прочности 1,3, но при этом необходимо тщательно проверить индикатор веса, талевую систему, подъемные механизмы, тормозную систему, вышку, фундаменты.

Установка жидкостных ванн

Необходимость установки ванн определяется на основе тщательного изучения характера прихвата, установления вероятных причин его возникновения с учетом выбора способа ликвидации прихвата.

Применение ванн как способа ликвидации прихвата – наиболее распространенный и действенный метод. Однако нередко он оказывается безрезультатным вследствие того, что: при выборе метода ликвидации прихвата не учитывают вероятные причины его возникновения; не соблюдают определенную, технологически необходимую и достаточную последова-

тельность производства работ; ведут его со значительной задержкой во времени после возникновения прихвата; выбирают объем агента недостаточный для полного перекрытия зоны прихвата, снижения перепада давления и производства необходимого цикла работ; не принимают меры, предупреждающие самопроизвольное перемещение агентов ванны из зоны прихвата и их смешение с буровым раствором в скважине, а также флокуляцию частиц утяжелителя и выпадение его в осадок; агент выбирают без учета физико-механических свойств и физико-химической активности в определенных геолого-технических условиях.

Когда инструмент, находясь в интервалах, представленных проницаемыми отложениями, оказывается без движения и соприкасается со стенкой скважины, он начинает вдавливаясь в глинистую корку и вытеснять из-под себя глинистый раствор и неплотные слои корки. Глубина внедрения инструмента в корку будет зависеть от значения начальных прижимающих сил и от вращения неподвижного контакта. Чем выше проницаемость глинистой корки и породы, тем быстрее протекает этот процесс. Этим объясняется тот факт, что прихваты быстрее происходят в свежевскрытых интервалах проницаемых пластов, где глинистая корка не успевает уплотниться и имеет высокую проницаемость.

В качестве агентов ванны могут быть использованы нефть, вода, кислоты, щелочи и другие продукты. Однако наиболее распространенным и эффективным агентом является нефть, в связи с чем методику установки жидкостных ванн целесообразно показать на примере применения нефти.

Метод установки нефтяных ванн наиболее эффективен при ликвидации прихватов, происшедших в интервалах проницаемых пород, вызванных действием перепада давления, и не рекомендуется при ликвидации прихватов, происшедших вследствие заклинивания труб посторонними предметами или обрушившейся горной породой, в желобных выработках, в суженной части ствола скважины или в нарушенной обсадной колонне.

Нефтяная ванна должна быть установлена сразу же после возникновения прихвата.

Для установки ванны рекомендуется использовать безводную высокоподвижную малопарафинистую нефть малой плотности. Для повышения поверхностной активности в нее добавляются ПАВ (дисольван, сульфолон, НЧК ОП-10) 1–2 % объема ванны, для равномерного распределения в нефти они перемешиваются. При вскрытии высокопроницаемых пластов и возникновении прихватов для установки ванн можно использовать окисленный петролатум или СМАД-1. Объем нефти для ванны определяют из расчета максимально допустимого снижения перепада давления в зоне прихвата или перекрытия ею верхней границы на 50–100 м.

В случаях ликвидации прихватов в районах с малоизученными геологическими условиями (когда пластовое давление неизвестно) или при предварительном снижении плотности промывочной жидкости в скважине до минимально допустимой объем нефти для ванны определяется по формуле

$$Q = 0,785(K_2^2 D^2 - d_n^2)(H + h) + 0,785d_b^2 h,$$

где Q – объем нефти для ванны, м³; K – коэффициент кавернозности ствола в зоне прихвата; D – диаметр долота, м; d_n , d_b – диаметр бурильных труб соответственно наружный и внутренний, м; H – интервал прихваченного

участка колонны, м; h – расчетная высота подъема нефти выше верхней точки в бурильных трубах, м.

После определения объема нефти проводится проверочный подсчет гидростатического давления в стволе скважины на момент максимального облегчения столба жидкости, чтобы не допустить нефте-, газопроявлений. Гидростатическое давление не должно превышать пластовое в скважинах глубиной до 1200 м на 10–15 %, глубиной более 1200 м на 5–10 %.

Нефть в трубах и затрубном пространстве распределяется исходя из конкретного состояния скважины и необходимой частоты восстановления циркуляции (во избежание ее потери), а также общего времени действия ванны. В общем случае объем избыточной нефти в бурильных трубах Q (в м³) может быть определен из выражения

$$Q = ngT,$$

где n – число операций по восстановлению циркуляции; g – объем прокачиваемой жидкости за одну операцию, м³; T – время продавливания нефти в затрубное пространство, ч.

Для предупреждения самопроизвольного вертикального перемещения нефти по стволу скважины и увеличения времени действия агента ванны в зоне прихвата перед нагнетанием нефти и продавочной жидкости необходимо закачать порцию буферной жидкости для заполнения 150–200 м затрубного и трубного пространства.

Буферная жидкость готовится из применяемого бурового раствора путем его обработки реагентами-структурообразователями до получения максимальных значений вязкости и статического напряжения сдвига. Водоотдача жидкости буферной пачки не должна превышать водоотдачу промывочной жидкости в скважине.

В местах смешения с буровым раствором буферная жидкость не должна вызывать его коагуляцию. В качестве реагентов-структурообразователей рекомендуется применять: при температуре до 100 °С – крахмал, 100–150 °С – КМЦ, более 150 °С – метас с каустической содой. В каждом конкретном случае рецептура для получения буферной жидкости подбирается лабораторией промывочных жидкостей.

Потребный объем продавочной жидкости $V_{пр}$ (в м³) определяется по формуле

$$V_{пр} = 0,785[d^2(L - h_n - h_b)],$$

где d – внутренний диаметр бурильных труб, м; L – глубина скважины от устья до места расположения долота, м; h_n , h_b – соответственно высота нефти и буферной жидкости в трубах, м.

Установка нефтяных ванн производится, как правило, через заливочную головку, имеющую не менее двух отводов, оборудованных трехходовыми кранами высокого давления. Колонна бурильных труб частично разгружается и подвешивается на роторе.

Заливочная головка обвязывается с цементировочными агрегатами двумя и более раздельно идущими к ней нагнетательными линиями, опрессованными на требуемое давление. Для проведения работ по установке ванн в сложных геологических условиях или на больших глубинах (в зависимости от конкретной ситуации района) используется не менее двух цементировочных агрегатов. Кроме того, в систему обвязки вводятся два агрегата, готовые в любой момент включиться в работу.

Агенты ванны нагнетаются в скважину цементировочными агрегатами в следующей последовательности: буферная жидкость – нефть – буферная жидкость – продавочная жидкость при максимально возможной подаче агрегатов, при этом скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать это значение в процессе бурения данного интервала.

Максимальное ожидаемое давление при установке ванны наблюдается к моменту начала выхода нефти из труб

$$P_{\max} = gL(\rho_p - \rho_n) + p,$$

где ρ_p , ρ_n – плотность соответственно бурового раствора и нефти; p – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкостей в трубах и затрубном пространстве.

Значение p_{\max} ограничивается внутренним давлением, при котором проведена опрессовка бурильной колонны на максимальное рабочее давление. При превышении давления в процессе продавливания сверх максимально ожидаемого необходимо уменьшить скорость закачивания продавочной жидкости во избежание нарушения герметичности и целостности колонны бурильных труб и элементов обвязки. После закачивания продавочной жидкости краны на заливочной головке закрываются, и (в зависимости от причины прихвата) колонна разгружается на определенную часть ее веса или оставляется под натяжкой на талевой системе.

После установки ванны колонна труб расхаживается во избежание распространения зоны прихвата. Периодичность профилактических расхаживаний устанавливается в зависимости от конкретных геолого-физических условий, но не менее двух раз в 1 ч.

К расхаживанию для освобождения инструмента приступают через 4–6 ч действия ванны (с учетом конкретной ситуации).

Через каждый час после начала расхаживания проверяется наличие сифона в трубах, и часть нефти из труб (порциями по 0,5–0,7 м³) продавливается в затрубное пространство. Периодичность продавливания определяется конкретными условиями в скважине.

После ликвидации прихвата проводятся промывка с вымывом нефти на устье, подъем колонны труб из скважины с тщательной проверкой их качества, включая дефектоскопию, и последующая проработка ствола в осложненном интервале.

Вымытая из скважины нефть сохраняется и может быть использована при установках последующих ванн.

Если в течение 12–16 ч после установки ванны прихват ликвидировать не удалось, циркуляцию восстанавливают, скважину промывают, выравнивают параметры бурового раствора и повторно устанавливают нефтяную ванну. Число ванн определяется конкретными условиями района, однако устанавливать более трех-четырёх ванн не рекомендуется.

В случае прихвата труб в карбонатных и глинистых отложениях необходимо в качестве агента ванны применять кислоты. Используются техническая соляная кислота 8–14%-ной концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, а также 15–20%-ной соляной и 40%-ной плавиковой кислот, причем соотношение компонентов смеси подбирается опытным путем исходя из условия активного действия смеси кислот на образцы пород.

Для уменьшения вредного влияния кислоты на бурильные трубы и оборудование следует применять ингибиторы коррозии.

Практика показывает, что около 80 % прихватов, происшедших под действием перепада давления, ликвидируются установкой нефтяных ванн. Разумеется эффект действия ванны зависит от своевременности ее установки.

Другое важное обстоятельство – время воздействия агента ванны в зоне прихвата. Анализом промысловых данных (по Краснодарскому краю) установили, что 75 % прихватов ликвидируются при действии агентов ванны в течение 4 ч.

Время действия ванны, после которого инструмент освобождается, зависит также от перепада давления, вызвавшего прихват инструмента.

Установлено, что в большинстве случаев эффективны ванны из легких нефтей с добавками дисольвана до 1 %.

В качестве буферной жидкости используется вода, закачиваемая из расчета заполнения не менее чем 50 м высоты затрубного пространства и бурильных труб.

Использование взрывного способа для ликвидации прихватов

Взрыв при ликвидации прихвата осуществляется для «встряхивания» инструмента; отвинчивания колонны; обрыва труб с целью освободить свободную часть колонны.

«Встряхивание» целесообразно проводить в тех случаях, когда прошло незначительное время от начала возникновения прихвата и когда предполагаемая длина прихваченной зоны может быть перекрыта общей длиной торпеды.

При отвинчивании колонны с использованием взрыва в большинстве случаев удается освободить весь инструмент или большую его часть путем многократного отвинчивания в сочетании с промывкой инструмента и скважины через разъединенную колонну труб. Обрыв труб применяется тогда, когда другие методы ликвидации аварии оказываются безуспешными или их применение экономически невыгодно.

Работы по торпедированию труб и выбор зарядов торпед для различных целей проводятся в строгом соответствии с «Инструкцией по освобождению прихваченного бурильного инструмента торпедированием».

При «встряхивании» труб выполняются следующие операции:

производится расхаживание труб, а если не потеряна циркуляция, то и промывка скважины;

определяется зона прихвата;

собирается торпеда заданной длины, спускается в скважину и устанавливается против всей зоны прихвата или над долотом при его заклинивании;

проводится натяг труб с максимально допустимой силой и крутящим моментом;

осуществляется взрыв;

поднимается колонна труб (в случае необходимости проводится ее расхаживание).

При отвинчивании труб необходимо:

провести расхаживание и, если не потеряна циркуляция, промыть скважину;

закрепить резьбовые соединения бурильных труб;

наметить место отворота труб и разгрузить резьбовое соединение, намеченное для отвинчивания, от веса верхней части колонны (место отворота выбирается в устойчивой части разреза в интервале отсутствия каверн);

посадить натянутую колонну труб на трубные клинья, чтобы предотвратить ее смещение относительно стола ротора;

приложить к колонне труб обратный впадающий момент (против часовой стрелки), равный $1/3$, но не более $1/2$ закручивающего момента, и застопорить колонну;

опустить торпеду ТДШ, установить ее в намеченном интервале и взорвать;

поднять из скважины кабель с остовом торпеды, грузом и головкой или держателем;

расстопорить ротор и приступить к развинчиванию труб.

При отвинчивании последовательно выполняются следующие дополнительные операции:

промывается затрубное пространство через разъединенную колонну труб без ее подъема или, если не удастся возобновить циркуляцию, с подъемом одной или нескольких труб;

колонна свинчивается;

снова определяется верхняя граница прихвата;

проводятся все операции по отвинчиванию на глубине, где прибором определена граница прихвата;

после разъединения колонны труб на новой глубине все операции повторяются (промывка, отвинчивание, определение верхней границы прихвата, новое отвинчивание на большей глубине) до тех пор, пока не будет освобожден весь инструмент или большая его часть;

при опасности увеличения зоны прихвата за счет прижатия труб под действием перепада давления производится расхаживание инструмента, оставленного без движения.

Работы по отвинчиванию могут проводиться в комплексе с обуриванием прихваченной колонны труб.

Работы по обрыву труб выполняются в следующем порядке:

трубы расхаживаются, а если не потеряна циркуляция, то скважину промывают;

определяется верхняя граница прихвата;

торпеда собирается, спускается в скважину и устанавливается в заданном интервале (желательно против резьбового соединения);

осуществляется натяг с максимально допустимой нагрузкой;

взрывается торпеда;

из скважины поднимаются кабель, груз и колонна труб, иногда после предварительного расхаживания и промывки.

Гидроимпульсный способ ликвидации прихватов

Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления, заклиниванием колонн в желобных выработках или обломках породы. Необходимым условием при этом является нахождение нижней части колонны буровых труб на некотором расстоянии от забоя скважины, исходя из предположения, что ликвидация прихвата труб будет осуществляться методом сбивания колонны труб вниз.

Применение ГИС при отсутствии циркуляции допускается в случае, если прекращение движения жидкости вызвано частичным заполнением нижней колонны труб осадком шлама.

Способ основан на реализации эффекта разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, заполняющей полость труб.

Для создания указанных напряжений воздействуют на перекрытый верхний конец бурильных труб давлением жидкости, возникающим в полости труб после замещения находящегося в колонне бурового раствора другой жидкостью, например водой. Возникающий при этом перепад давления

$$\Delta p = gH (\rho_1 - \rho_2),$$

где H – глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне; ρ_1, ρ_2 – плотность жидкости соответственно в затрубном пространстве и трубах.

Перепад давления, действуя на верхний закрытый конец бурильных труб, создает растягивающую нагрузку и соответственно растягивающие напряжения материала труб. При резком снятии возникших напряжений в скважине произойдут следующие процессы:

продвижение колонны в сторону забоя;

снижение давления в трубах и затрубном пространстве и, как следствие, переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы со значительной начальной скоростью, приводящей к эрозии фильтрационной корки и осадков;

кратковременное снижение перепада давления в зоне прихвата вследствие понижения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

При отсутствии положительного эффекта через 30 последовательных импульсов дальнейшие работы ГИС прекращаются.

Ограничениями к применению ГИС являются:

недостаточная плотность бурового раствора в скважине ($\rho \leq 1,35 \text{ г/см}^3$);

негерметичность колонны труб;

осложненность ствола скважины (осыпи, обвалы, зашламленность и т.п.).

Применение ударных устройств

Ясс ударный (табл. 7.5) предназначен для освобождения прихваченной бурильной колонны приложением к ней ударных нагрузок при расхаживании. Ясс ударный (рис. 7.12) состоит из корпуса и шпинделя.

Таблица 7.5

Техническая характеристика ударных яссов

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободно-го хода ясса, мм	Присоединительные резьбы		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУ-235	235	75	2000	3-171	3-147	7200	1220
ЯУ-215	215	75	2000	3-171	3-147	7200	1185
ЯУ-190	190	75	2000	3-147	3-147	6600	1040
ЯУ-170	170	75	2000	3-147	3-147	6550	770

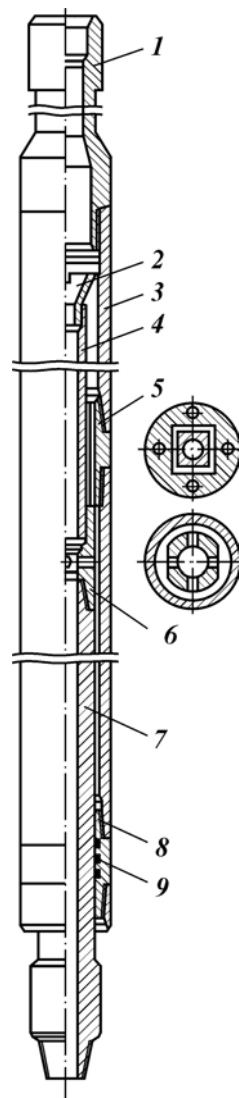
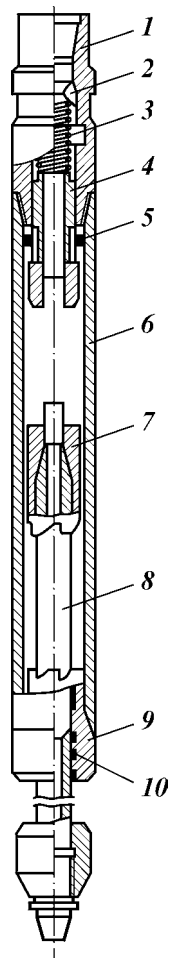


Рис. 7.12. Ясс ударный

Рис. 7.13. Ясс ударно-вибрацион-ный



Корпус сконструирован из переводника 1, двух кожухов 3, муфты соединительной 5 и нижней муфты 8, в которой помещены самоуплотняющиеся манжеты 9.

Шпиндель состоит из квадратной штанги 4, головки 6 и направляющей трубы 7. На верхний конец квадратной штанги накручена воронка 2 для направления груза ДТШ. Двухметровый свободный ход ясса предотвращает распространение над ним прихвата.

При расхаживании колонны бурильных труб в яссах ЯУ-235 и ЯУ-215 удары сверху вниз наносятся соединительной муфтой корпуса по верхнему торцу головки, а удары снизу вверх — по нижнему торцу головки нижней муфтой корпуса ясса. В яссах ЯУ-190 и ЯУ-170 удары сверху вниз осуществляются по кольцевому выступу направляющей трубы, а снизу вверх — по

нижнему торцу головки нижней муфтой. При вращении инструмента крутящий момент передается прихваченной колонне через соединительную муфту и квадратную штангу.

Ясс ударно-вибрационный (табл. 7.6) предназначен для освобождения прихваченной колонны бурильных труб осевыми ударами, направленными сверху вниз, или же путем создания вибрации в колонне вращением бурильных труб под натяжением. Ясс ударно-вибрационный (рис. 7.13) состоит из корпуса и шпиндельной части. Корпус соединяется с колонной бурильных труб при спуске в скважину с помощью переводника 1 и служит для нанесения ударов ударником 9, а также для создания вибрации при вращении инструмента под натяжением с помощью наклонных кулачков ударника. В переводнике смонтированы кольцо 2, пружина 3, муфта отбойная 4 с квадратным сечением направляющей хвостовой части. Продольное перемещение отбойной муфты ограничивается двумя винтами 5, расположенными в нижней части переводника. Переводник и ударник соединены кожухом 6. Шпиндельная часть служит для захвата свободного конца прихваченной колонны с помощью ниппельного конца или наверху на него ловильного инструмента (метчика, колокола, седла, калибра и т.д.) и состоит из шпинделя 8 и закрепленных на нем головки 7 и наковальни 10. Головка имеет на одном торце прямые, а на другом наклонные кулачки. Для исключения возможного самоотвинчивания головки при левом вращении инструмента она соединяется штифтом со шпинделем. Уплотнение зазоров между корпусом и шпинделем достигается V-образными резиновыми манжетами.

Ясс спускается в скважину на бурильных трубах. При достижении яссом прихваченной части колонны его шпиндель упирается в торец колонны, и при дальнейшем опускании ясс выбирает свой свободный ход. Последующее вращение бурильной колонны вызывает под действием пружины зацепление кулачков отбойной муфты с кулачками головки, после чего вращение колонны передается шпинделю, что способствует захвату конца прихваченной колонны. Убедившись в надежном соединении с прихваченной колонной трубой (по показаниям манометра и индикатора веса), приступают к освобождению инструмента нанесением ударов ударником по наковальне. Удары создаются частичным весом инструмента при расхаживании или создании вибрационной нагрузки при вращении колонны под натяжением.

Устройство УЛП-190-1 конструкции б. ВНИИКРнефти предназначено для ликвидации прихватов нанесением по прихваченной части ударов, направленных сверху вниз или снизу вверх.

Таблица 7.6

Техническая характеристика ударно-вибрационных яссов

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободного хода ясса, мм	Присоединительные резьбы		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУВ-235	235	75	2000	3-147	3-147	3890	795
ЯУВ-215	215	75	2000	3-147	3-147	3750	675
ЯУВ-190	190	75	2000	3-147	3-121	3670	515
ЯУВ-170	170	75	3000	3-121	3-121	4560	470
ЯУВ-127	127	40	3000	3-101	3-101	4380	260

Техническая характеристика УЛП-190-1

Наружный диаметр корпуса, мм	178
Длина, мм	1900
Статическая растягивающая нагрузка, тс	150
Допустимая рабочая нагрузка, тс.....	70
Ударная нагрузка, т.....	До 300
Диаметр промывочного канала, мм	56

Устройство (рис. 7.14) состоит из корпуса 4 и стержня 5, на котором находятся кулачки 3, имеющие на боковой поверхности зубчатые элементы, входящие в зацепление с ответными зубчатыми элементами на корпусе. На стержне установлен уплотнительный манжет 2, поджатый гайкой 1. Для соединения с трубами или ловильным инструментом устройство снабжено резьбами 3-147 и 3-121 (ГОСТ 5286-58). Сквозь стержень проходит отверстие для промывки и пропуска торпеды.

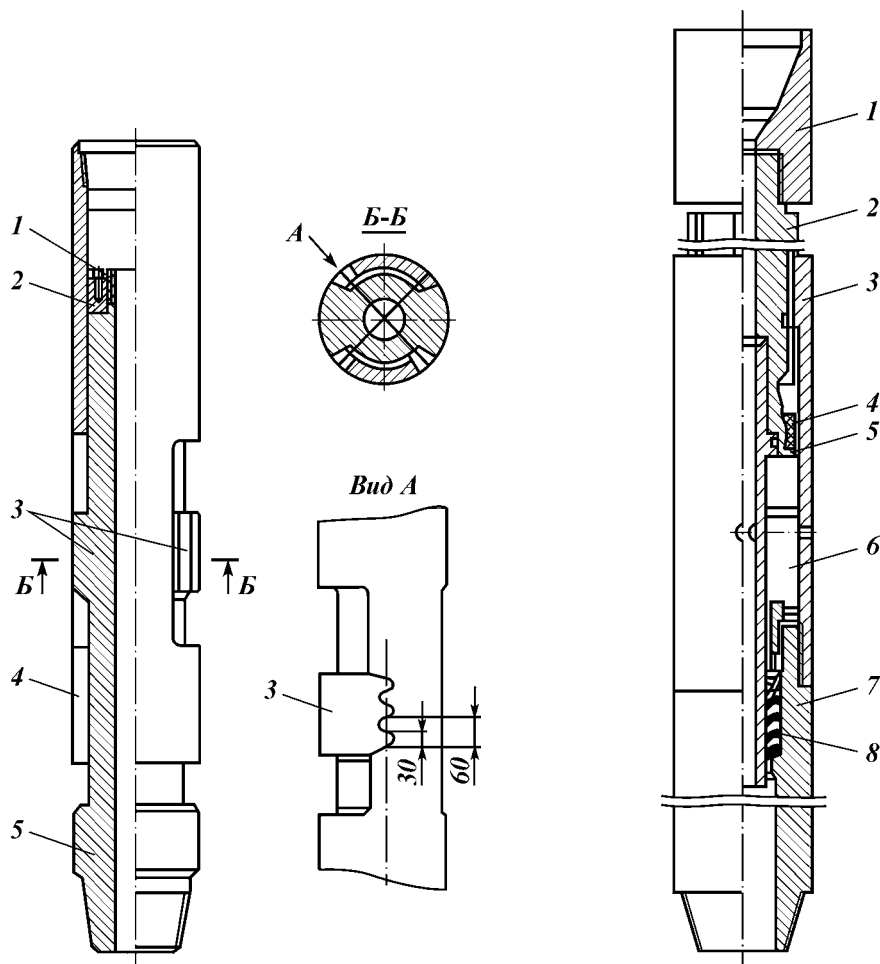


Рис. 7.14. Устройство УЛП-190-1

Рис. 7.15. Схема гидравлического яса открытого типа ЯГ

Принцип работы устройства основан на нанесении ударов по прихваченному инструменту и создании осевых нагрузок на него при выходе зубчатых секторов из зацепления. Удары наносятся сверху или снизу в зависимости от необходимости проведения определенных технологических операций.

Операции по ликвидации прихватов с помощью УЛП-190-1 проводятся в соответствии со специальной инструкцией.

Гидравлические устройства

К числу гидромеханических устройств ударного действия относятся гидравлические ясысы открытого типа ЯГ-146, ЯГ-95 (табл. 7.7), выпускаемые серийно с комплектами испытателей пластов КИИ2М-146 и КИИ2М-95, и ясысы закрытого типа ЯГЗ-146, ЯГЗ-127 (табл. 7.8), разработанные в СевКавНИПИнефти.

Принцип работы этих ясысов заключается в передаче прихваченной части колонны осевых ударных нагрузок, направленных вверх. Для удара используется энергия деформации, накопленная при растяжении свободной части колонны бурильных труб.

На рис. 7.15 показана схема ясысы ЯГ-146, состоящего из корпуса 3, внутри которого размещен грузовой шток 2, находящийся в постоянном шлицевом зацеплении с корпусом нижнего штока 6, проходящего через двухстороннее манжетное уплотнение 8. Между выступами штоков 2 и 6 установлены седло 5 и резиновая уплотнительная втулка 4. Сверху на грузовой шток 2 навинчен переводник 1, а снизу в корпус 3 – переводник 7. При передаче растягивающей нагрузки подвижные детали перемещаются вверх, а резиновая втулка 4 плотно садится на уплотнительный корпус седла 5, благодаря чему образуется замкнутая атмосферная камера между уплотнительными манжетами 8 и конусом. С этого момента детали могут пе-

Таблица 7.7

Техническая характеристика ясысов открытого типа

Показатель	ЯГ-146	ЯГ1-146	ЯГ-95
Наружный диаметр, мм	146	146	95
Длина в растянутом положении, мм	1608	1230	1270
Свободный ход, мм	320	220	230
Гидравлически не уравновешенная площадь, см ²	96	58	38
Концевые резьбы	3-121	3-121	3-76
Масса, кг	147	128	58

Таблица 7.8

Техническая характеристика ясысов закрытого типа

Показатель	ЯГЗ-146	ЯГЗ-127
Наружный диаметр, мм	146	127
Длина, мм	1730	1730
Рабочий ход, мм	230	220
Допустимая растягивающая нагрузка, тс	70	50
Допустимая сжимающая нагрузка, тс	28	20
Максимальная температура, °С	200	200
Максимальный перепад давления, удерживаемый уплотнителями, МПа	45	45
Размер концевых резьб	3-121	3-101
Масса, кг	135	119

ремещаться вверх при условии приложения растягивающей силы, большей, чем произведение гидравлически не уравновешенной площади на гидростатическое давление столба бурового раствора, заполняющего скважину. Эта сила для яссов ЯГ-146, ЯГ1-146 и ЯГ-95 составляет соответственно $9,6 \cdot 10^6$; $5,8 \cdot 10^4$ и $3,8 \cdot 10^4$ Н на 10 МПа гидростатического давления.

При натяжении колонны бурильных труб, превышающем силу, необходимую для растяжения ясса, шток ясса начинает перемещаться вверх относительно корпуса. В момент, когда резиновая втулка окажется выше радиальных отверстий в корпусе, давление под резиновой втулкой станет равным гидростатическому, поэтому сопротивление движению исчезнет и подвижные детали под действием энергии упругого растяжения колонны бурильных труб резко переместится вверх, нанося удар по утолщенной верхней части корпуса в направлении снизу вверх. Если при этом прихваченная часть инструмента не освободилась, то ясс сжимают повторно с последующим натяжением колонны труб.

Таким образом, ясс обеспечивает создание серии ударов, значение которых, при прочих равных условиях, зависит от натяжения и жесткости колонны бурильных труб и может в 3–4 раза превышать силы растяжения. Например, при скорости подъема 22 см/с сила удара может достигать 20–40 тс.

В некоторых случаях максимальная растягивающая сила, передаваемая на ясс, может быть ограничена прочностью бурильных труб, что сокращает область применения ясса на глубине скважины 3–4 тыс. м.

Основной недостаток гидравлических яссов открытого типа заключается в том, что тормозная камера сообщается с затрубным пространством и заполнена буровым раствором, поступающим из скважины. Вследствие этого эффективность работы таких устройств существенно зависит от значения гидростатического давления в зонах их установки и качества бурового раствора.

Яссы закрытого типа более эффективны, так как тормозная камера у них заполнена вязким маслом и герметично изолирована от внешней среды. Благодаря этому исключается заклинивание штока шламом, а значение нагрузки, создаваемой в яссе, не зависит от гидростатического давления в скважине. Кроме того, заполнение тормозной камеры маслом различной вязкости дает возможность выбирать необходимое значение удара.

Эти особенности конструкции и принципа действия расширяют пределы работы ясса по давлению в скважине и способствуют увеличению надежности его работы.

На рис. 7.16 приведена схема ясса закрытого типа ЯГЗ-127, корпус которого состоит из переводника 1, кожуха 8 и переводника 10, соединенных на металлических резьбах. В корпусе размещены полые штоки 3, 4, 9, поршень 6, гайка 7 и гидравлическое сопротивление, состоящее из корпуса 5, имеющего стержневую систему лабиринтных зазоров и обратный клапан. В качестве уплотнительных элементов использованы резиновые кольца круглого сечения и специальная резиновая втулка. Между штоками 3, 4 и поршнем 6 образована замкнутая камера, которая через пробки 2 заполняется авиамаслом МС-20.

В процессе спуска ясс находится в растянутом положении (см. рис. 7.16). Благодаря шестигранному зацеплению между штоками 3 и кожухом 8 через бурильные трубы вращение передается расположенному ниже оборудованию при докреплении ясса к прихваченной колонне труб.

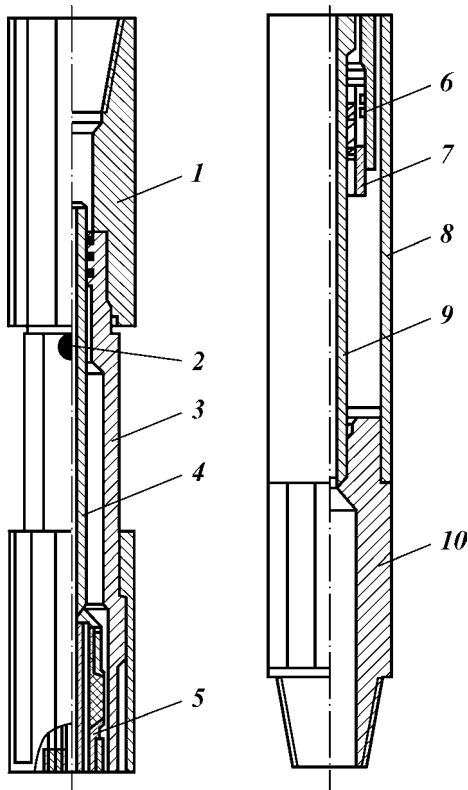


Рис. 7.16. Схема гидравлического ясса закрытого типа ЯГЗ

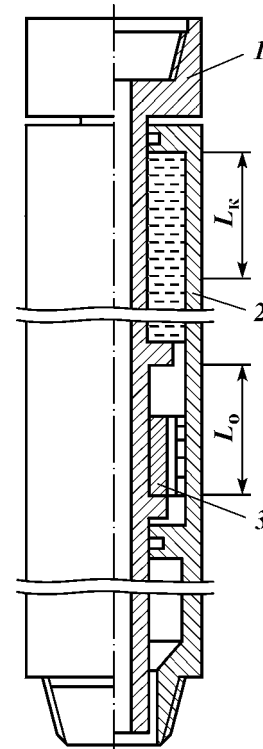


Рис. 7.17. Схема гидравлического ясса конструкции ВНИИБТ:
1 - шток; 2 - корпус; 3 - поршень; L_0 - длина тормозной камеры; $L_к$ - длина свободного хода штока

При передаче механической сжимающей нагрузки ясс сжимается на длину рабочего хода, при этом корпус 5 входит в полость штока 3 и масло перетекает из надпоршневого пространства в подпоршневое без сопротивления благодаря наличию обратного клапана в системе гидравлического сопротивления.

Ясс срабатывает под действием натяжения колонны бурильных труб, при этом шток 3 перемещается вверх, а масло перетекает по лабиринтному зазору корпуса 5.

В результате значительного гидравлического сопротивления перетоку тормозной жидкости нижняя часть колонны бурильных труб перемещается медленнее верхней, которая растягивается, накапливая упругую энергию деформации растяжения.

Гидравлический ясс закрытого типа разработан во ВНИИБТ (рис. 7.17). Ясс состоит из корпуса 2, внутри которого имеются две ступенчатые камеры, и штока 1 со смонтированным на нем поршнем 3. Корпус сверху и снизу герметизирован уплотнениями, а камеры заполнены маслом. При заряженном состоянии ясса поршень находится в крайнем нижнем поло-

жении. Зазор между поршнем и цилиндром нижней камеры минимален и составляет 90–100 мкм.

Корпус ясса соединяется с прихваченной частью труб, а шток – со свободной. Для включения ясса в работу на шток через колонну бурильных труб передают нагрузку растяжения, направленную вверх. Благодаря малому зазору в паре поршень – цилиндр масло в камере сжимается, и в ней возникает давление, пропорциональное растягивающей нагрузке. Нагрузка через шток, сжатое масло и корпус передается на прихваченный участок бурильных труб. Одновременно жидкость, сжатая под действием высокого давления, начинает перетекать через малые зазоры в паре поршень – цилиндр в подпоршневую зону, вследствие чего поршень получает возможность медленно двигаться вверх. Колонна труб растягивается (в пределах упругой деформации) и накапливает энергию деформации.

При входе поршня в расширенную часть камеры давление в системе резко падает, шток и растянутая часть колонны получают возможность свободно перемещаться вверх за счет энергии упругой деформации, нанося удар по верхней части корпуса ясса, сила которого пропорциональна накопленной энергии и скорости движения. Энергия удара через корпус ясса передается прихваченной части.

Порядок работы рассмотренных устройств можно условно разделить на два этапа. Первый: зарядка ясса – создание необходимой тяговой силы на штоке устройства; второй: разрядка – нанесение удара по прихваченной части бурильной колонны.

На первом этапе устройство работает как гидравлическая система, на втором – как механическая. Работа этих устройств на втором этапе ничем не отличается от работы механических устройств ударного действия без салниковых уплотнений, работающих при больших давлениях. С этой точки зрения преимущества механических ударных устройств неоспоримы.

В б. ВНИИКРнефти разработан гидроударник, включаемый в компоновку бурильного инструмента (рис. 7.18).

Гидроударник состоит из трубчатого корпуса 3 с отверстиями 5, 16 для выпуска отработанной жидкости из рабочей камеры 9, образованной полостью между стенками корпуса и полым штоком 2 с нагнетательными отверстиями 7 и 13. На штоке концентрично расположена золотниковая втулка 10 с нагнетательными отверстиями 8, 14 и рабочими отверстиями 6, 15 для сброса отработанной жидкости. Проходные сечения отверстий 6, 15 в крайних положениях втулки сжимаются стержнями 4 с переменным по длине сечением. На золотниковой втулке свободно установлен поршень-ударник 12. В рабочем состоянии устройства циркуляционный канал 11 перекрыт пробкой 20. К корпусу устройства на резьбе присоединены переводник 1 и удлиненный переводник 17, на котором размещен механизм включения устройства и поворота штока, содержащий зубчатые венцы 19 и 22, пружину 18 и зубчатое кольцо 21, установленное на штоке. В нерабочем состоянии гидроударник монтируют в наиболее прихватоопасном месте, т.е. в нижней части бурильной колонны, над УБТ.

Устройство работает следующим образом. В случае возникновения прихвата в бурильную колонну с поверхности сбрасывают пробку 20, которая, увлекаемая потоком рабочей жидкости, попадает на седло штока 2, закрывая проход жидкости. Под действием давления шток 2 опускается, сжимая пружину 18 до тех пор, пока зубья кольца 21 не попадут в зубчатый венец 22. Тогда отверстие 13 штока совпадает с отверстием 14 золот-

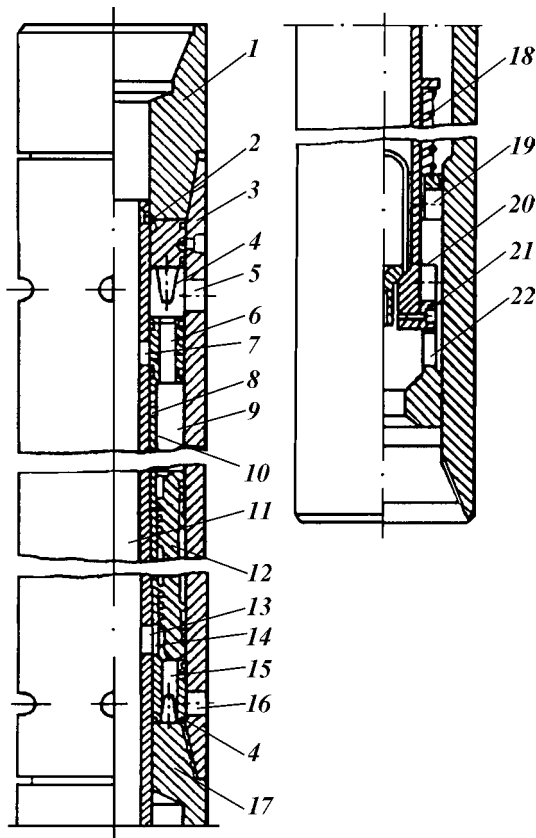


Рис. 7.18. Схема гидроударника конструкции б. ВНИИКРнефти

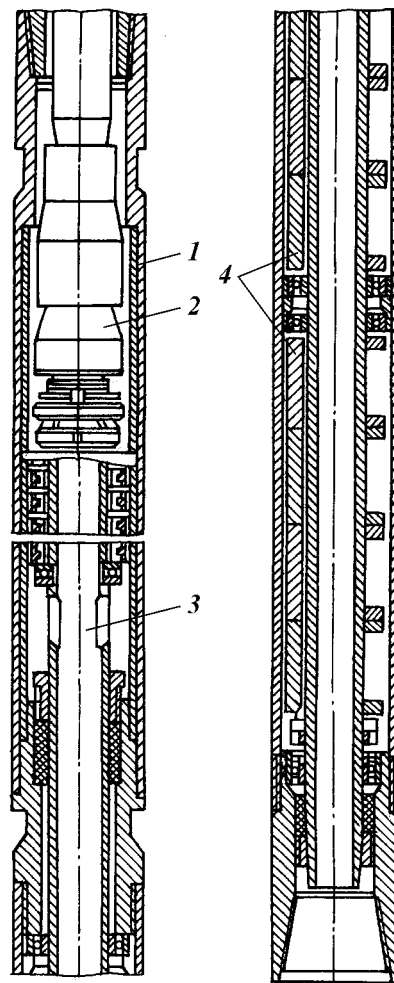


Рис. 7.19. Схема глубинного эксцентрикового вибратора ВМЭ-2

ника, и рабочая жидкость устремляется в рабочую камеру устройства под поршень-ударник 12, который под действием давления поднимается. Временная пробка из отверстия 5 выдавливается давлением. Поршень, разгоняясь, достигает фланца золотниковой втулки 10 и продолжает двигаться вместе с ней. Золотниковая втулка при своем перемещении закрывает отверстия 5, 13 и открывает – 7. Далее, продолжая движение, она сжимает впереди себя жидкость, замкнутую в камере, образованной выше отверстия 5, передавая энергию движения прихваченной колонне. Жидкость из этой камеры вытесняется через дросселирующее отверстие 6. Далее, обратным потоком жидкости поршень разгоняется в противоположную сторону, производя удар вниз.

Соотношение сил ударов вверх и вниз регулируют изменением проходных сечений нагнетательных отверстий сверху и снизу поршня. Сечение нагнетательных отверстий изменяют поворотом штока 2.

Отверстия 7 и 13 на штоке имеют переменные по длине окружности сечения. При совмещении отверстий штока и золотника обеспечивается мощный удар вверх и слабый вниз. Поворотом штока можно получить необходимое соотношение сил ударов, вплоть до мощного удара вниз и слабого вверх.

Шток поворачивается следующим образом. При прекращении нагнетания давление прокачиваемой жидкости уменьшается. Пружина 18 поджимает шток 2. Нижние зубья зубчатой втулки 21 выходят из зацепления с зубьями венца 19 и под действием силы пружины, скользя по их поверхности, поворачивают шток. Затем нагнетание жидкости в скважину возобновляют. Под давлением жидкости шток перемещается вниз. Нижние зубья втулки входят в зацепление с зубчатым кольцом 22, и шток снова поворачивается.

Таким образом, многократным уменьшением и восстановлением давления при повороте штока получают нужное соотношение сечений нагнетательных отверстий, что обеспечивает необходимое соотношение сил удара.

После ликвидации прихвата производят обратную промывку скважины. Пробка 20, подхваченная потоком жидкости, возвращается на поверхность. Шток 2 под действием пружины возвращается в верхнее положение, закрывая рабочую камеру устройства, после чего можно продолжать бурение. Одно из основных преимуществ этого гидроударника заключается в возможности включения его в компоновку бурильного инструмента, а также в возможности регулирования частоты вынужденных колебаний и силы удара в одном из выбранных направлений.

Устройства для создания сложных колебаний колонн. Конструкторским бюро объединения «Саратовнефтегаз» совместно с Саратовским политехническим институтом разработан и испытан глубинный эксцентриковый вибратор ВМЭ-2 с приводом от турбобура, создающий колебания в радиальном направлении (рис. 7.19).

Вибратор ВМЭ-2 состоит из корпуса 1, через который передаются вибрации на прихваченный инструмент, вала 3 с насаженными на него на шпонках дебалансами 4, создающими вибрации, и шлицевой полумуфты 2, через которую вал турбобура соединяется с валом вибратора.

Технические данные ВМЭ-2

Момент дебалансов, кг·м.....	7,07
Частота вращения вала турбобура, об/мин.....	1000
Возмущающая сила, т	4,8
Наружный диаметр корпуса, мм	170
Длина, мм	9000
Масса, кг	960

Так как продольные колебания действуют равномерно по всей длине колонны, а интенсивность затухания продольных колебаний в колонне труб в результате действия различных диссипативных сил значительно меньше интенсивности затухания поперечных колебаний, то устройства, создающие продольные колебания, более рациональны.

Примером может служить возбудитель упругих колебаний (ВУК), разработанный Институтом механики МГУ.

ВУК – телескопическое устройство, состоящее из двух основных узлов: штока и корпуса. Конструкция предусматривает расцепление телескопических узлов при приложении определенной растягивающей нагрузки, которую регулируют перед спуском в скважину.

Таблица 7.9

Техническая характеристика устройств

Показатель	ВУК-170	ВУК-210
Наружный диаметр, мм	170	210
Длина в исходном состоянии, м	3	3,3
Телескопический ход штока, м	0,8	1
Присоединительные резьбы	3-167	3-171
Диапазон регулировки сил расщепления телескопического узла, тс	0–100	0–100
Минимальный внутренний диаметр проходного отверстия, мм	55	75
Время импульсного воздействия, с	0,1	0,1
Энергия силового импульса, направленного сверху вниз, кг/м	1500	1500
Сила жесткого удара яссом снизу вверх, тс	150	250
Частота импульсных воздействий за 1 мин	1	1

С помощью ВУК (табл. 7.9) можно наносить удары по прихваченной колонне труб снизу вверх и воздействовать на область прихвата импульсно-динамическими силами сверху вниз, вовлекая бурильную колонну в интенсивный колебательный процесс.

В зависимости от вида и характера прихвата ВУК может работать в режимах механического ясса – возбудителя упругих колебаний.

Для ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием бурильной компоновки в деформированных участках ствола скважины или посторонними предметами при ее спуске, необходимо использовать ВУК в режиме ударного ясса. В этом случае устройство устанавливают непосредственно над прихваченной частью бурильной компоновки под УБГ весом 10–15 т. Перед спуском ВУК регулируют по силе расщепления телескопического узла при помощи специального регулировочного винта. Силу расщепления определяют по номограмме, приведенной в руководстве по применению устройства.

При прихватах вследствие перепада давления или осыпей и обвалов, а также при заклинивании бурильной колонны при подъеме из скважины ВУК используют в режиме возбудителя упругих колебаний, для чего его включают в аварийную компоновку так, чтобы длина участка между ним и местом прихвата была не менее 500 м и не более величины, определяемой по формуле

$$l = Q/q,$$

где Q – осевая сила расщепления ВУК; q – вес 1 м бурильных труб.

С помощью этого устройства ликвидировали прихваты на нескольких скважинах объединений Оренбургнефть и Узбекнефть.

Одно из основных преимуществ этого устройства – широкий диапазон применения, т.е. наряду с ликвидацией заклиниваний бурильного инструмента оно используется и при прихватах, вызванных действием перепада давления или вследствие осыпей и обвалов, а также для создания колебаний всей бурильной колонны. Однако ВУК имеет недостатки:

- невозможность создания жесткого удара;
- при сломе штока часть устройства остается в скважине, усложняя аварийную ситуацию;
- сложность изготовления узла сцепления и регулировки;
- невозможность регулирования режима работы непосредственно в скважине в момент ликвидации прихвата;
- сложность обслуживания.

8.1. ВВОДНЫЕ ПОНЯТИЯ

Углубление (механическое бурение) — это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определенной скоростью, находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определенного качества и движущимся с некоторой заданной скоростью.

Об эффективности бурения обычно судят по скорости проходки скважины и стоимости 1 м проходки. Для оценки отдельных видов работы, связанных с проходкой скважины, введены понятия механической, рейсовой, технической, коммерческой и полной скоростей бурения. Далее показана взаимная связь между этими скоростями.

Примем следующие обозначения:

$v_{\text{ср}}$ — средняя механическая скорость бурения, м/ч;

$v_{\text{р}}$ — рейсовая скорость бурения, м/ч;

$v_{\text{т}}$ — техническая скорость бурения, м/ч или м/ст.-мес;

$v_{\text{к}}$ — коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес;

$v_{\text{п}}$ — полная скорость бурения, м/ст.-мес;

$t_{\text{б}}$ — продолжительность бурения скважины, включая время на проработку и расширение скважины $t_{\text{п}}$, ч;

$t_{\text{сп}}$ — продолжительность спускоподъемных работ, связанных с заменой долот, включая время на наращивание инструмента, ч;

$t_{\text{осн}}$ — продолжительность всех производительных работ, кроме предусмотренных $t_{\text{б}}$ и $t_{\text{сп}}$, ч;

$t_{\text{н}}$ — продолжительность непроизводительного времени (остановки, ликвидация аварий и т.д.), ч;

$t_{\text{в}}$ — продолжительность строительства вышки и монтажных работ, ч;

L — глубина скважины, м.

Тогда

$$v_{\text{ср}} = L/t_{\text{б}}; \quad (8.1)$$

$$v_{\text{р}} = \frac{v_{\text{ср}}}{1 + t_{\text{сп}}/t_{\text{б}}} = \frac{L}{t_{\text{б}} + t_{\text{сп}}}; \quad (8.2)$$

$$v_{\text{т}} = \frac{v_{\text{ср}}}{1 + \frac{t_{\text{сп}} + t_{\text{осн}}}{t_{\text{б}}}} = \frac{L}{t_{\text{б}} + t_{\text{сп}} + t_{\text{осн}}}; \quad (8.3)$$

$$v_{\text{к}} = \frac{v_{\text{ср}}}{c \left(1 + \frac{t_{\text{сп}} + t_{\text{осн}} + t_{\text{н}}}{t_{\text{б}}} \right)} = \frac{L}{c(t_{\text{б}} + t_{\text{сп}} + t_{\text{осн}} + t_{\text{н}})}; \quad (8.4)$$

$$V_{II} = \frac{v_{cp}}{c \left(1 + \frac{t_{cp} + t_{очн} + t_{п} + t_{в}}{t_{б}} \right)} = \frac{L}{c(t_{б} + t_{cp} + t_{очн} + t_{п} + t_{в})}, \quad (8.5)$$

где c — переводный коэффициент времени (с часов в месяцы).

Указанные соотношения можно представить несколько иначе:

$$v_p = L / (t_{б} + t_{cp}); \quad (8.2a)$$

$$v_T = \frac{v_p}{c \left(1 + \frac{t_{очн}}{t_{б} + t_{cp}} \right)}; \quad (8.3a)$$

$$v_K = \frac{v_T}{c \left(1 + \frac{t_{п}}{t_{б} + t_{cp} + t_{очн}} \right)}; \quad (8.4a)$$

$$V_{II} = \frac{v_K}{c \left(1 + \frac{t_{в}}{t_{б} + t_{cp} + t_{очн} + t_{п}} \right)}. \quad (8.5a)$$

Из приведенных формул очевидно, что v_p , v_T и v_K зависят от v_{cp} и, кроме того, из перечисленных скоростей каждая последующая зависит от предыдущей.

С ростом v_{cp} соответственно увеличиваются v_p и v_K , что согласуется с выводами, вытекающими из формул (8.1) — (8.4).

В результате многочисленных исследований установлено, что значения v_{cp} , v_p , v_T и v_K уменьшаются с увеличением глубины L скважины, а стоимость 1 м проходки возрастает. Это справедливо для всех способов бурения.

Стоимость 1 м проходки при всех способах бурения является возрастающей функцией глубины скважины.

С ростом v_K , как правило, резко уменьшается удельный расход электроэнергии в бурении и снижается расход материалов, используемых при бурении. Представляют интерес выявление факторов, влияющих на скорость бурения; установление влияния каждого фактора в отдельности и в совокупности; установление природы падения скорости бурения в связи с углублением скважины; изыскание путей уменьшения темпа снижения скорости бурения в связи с ростом глубины скважины.

На темп углубления скважины решающее влияние оказывают три группы факторов (по В.С. Федорову):

1) природные факторы (механические свойства пород, условия их залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства и др.);

2) технико-технологические факторы (способ разрушения породы, конструктивные особенности и долговечность разрушающих инструментов, метод удаления с забоя скважины выбуренной породы, совершенство и мощность бурового оборудования и т.д.);

3) квалификация работников буровой бригады; организация работ в смене, сработанность рабочих в смене и т.п.

8.2. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ

Буровые долота выбирают в зависимости от физико-механических свойств горных пород, глубины их залегания и способа бурения. Применяют долота шарошечные, лопастные, фрезерные, дробящие, алмазные и ИСМ разных типов и размеров для сплошного бурения и бурения кольцевым забоем. Для мягких пород рекомендуются долота режуще-скалывающего типа. Для разрушения абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород предназначены долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и оси долота. Одновременно с дробящим действием зубья или штыри шарошек при проскальзывании по забою скалывают породу.

Для разбуривания пород, перемежающихся по твердости и абразивности, используют долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу твердосплавными штырями, расположенными в торцовой части долота или в кромках его лопастей. Алмазные долота рекомендуется применять для разбуривания пород твердых и средней твердости. Наибольший удельный вес в отечественной и зарубежной практике бурения имеют трехшарошечные долота различных типов и размеров.

По В.С. Федорову, под *режимом бурения* понимают определенное сочетание факторов, влияющих на показатели бурения. Эти факторы называют *параметрами режима бурения*.

К числу важнейших параметров относят: осевую нагрузку на долото P_d ; частоту вращения долота (или ротора) n ; количество (расход) циркулирующего бурового раствора; качество циркулирующего бурового раствора, подаваемого на забой (фильтрация Φ , статическое напряжение сдвига θ , вязкость η , плотность ρ).

Соотношения между параметрами режима подбирают таким образом, чтобы получить наиболее высокие количественные показатели при требуемых качественных и возможно более низкую себестоимость 1 м проходки.

Обобщенным количественным показателем механического бурения, зависящим от параметров режима бурения, является рейсовая скорость проходки v_p .

Сочетание параметров режима бурения, при котором получают наибольшее значение v_p и требуемые качественные показатели бурения, при данной технической вооруженности буровой называют *оптимальным режимом бурения*.

В практике бурения встречаются случаи, когда необходимо подбирать параметры режима бурения для решения специальных задач — обеспечить качественные показатели. Количественные показатели бурения в этом случае второстепенны. Такие режимы бурения называют *специальными*. К ним относят режимы бурения, применяемые в неблагоприятных геологических условиях, а также режимы бурения, используемые при изменении направления оси ствола скважины (бурение наклонных и горизонтальных скважин) и отборе кернов. Качественное формирование ствола всегда должно быть определяющим.

Механическое разрушение горных пород (углубление) при бурении долотом имеет сложный характер. По количественным показателям углуб-

ления нельзя судить о влиянии того или иного параметра на эффект разрушения горных пород: их действие всегда комплексное.

Наиболее эффективное углубление скважины возможно только в том случае, если забой полностью очищается от шлама; в противном случае выбуренная порода оказывает дополнительное сопротивление работе долота, вследствие чего механическая скорость проходки и проходка на долото ниже расчетных значений. Опыт показывает, что технико-экономические показатели проходки скважин в значительной мере зависят от режима промывки и технологических свойств (качества) бурового раствора. Функции буровых растворов многочисленны, однако одними из главных являются те, которые определяют высокие скорости проходки. Если рассматривать только скорость проходки и не принимать во внимание поведение ствола скважины (обвала, осыпи, поглощения раствора и т.д.), то для достижения максимальных показателей работы долот наиболее предпочтительно использовать в качестве промывочного агента маловязкие легкие системы. По степени ухудшения работы породоразрушающего инструмента используемые в мировой практике буровые растворы располагаются в следующем порядке: тяжелый (высокоплотный) высоковязкий буровой глинистый раствор, легкий маловязкий буровой глинистый раствор, эмульсия, буровой раствор на углеводородной основе (РУО), вода, вода с ПАВ, азрированная жидкость, воздух (газ).

Основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели бурения, – компонентный состав, плотность, показатель фильтрации, вязкость и другие параметры бурового раствора. Убедительные данные по увеличению скорости бурения при снижении плотности бурового раствора получены на скважинах ряда площадей Краснодарского края. Установлено, что по значимости наиболее существенными факторами, влияющими на показатели работы долот, являются в первую очередь плотность, затем вязкость и, наконец, фильтрация.

С ростом *концентрации* твердой фазы в буровом растворе механическая скорость проходки и проходка на долото убывают.

Совершенствование технологии промывки скважин должно идти в первую очередь по пути снижения плотности бурового раствора и содержания в нем твердой фазы, что существенно упрощает регулирование вязкости, фильтрации и других параметров раствора.

Влияние *плотности* бурового раствора на процесс бурения и формирования ствола многогранно. Ее увеличение приводит к улучшению очистки забоя и ствола скважины от шлама вследствие действия архимедовой силы, к росту динамической фильтрации на забое за счет повышения положительного дифференциального давления у забоя и к стабилизации стенок ствола в результате сближения гидростатического давления в скважине и горного давления массива пород. Все это способствует росту технико-экономических показателей бурения.

Но с увеличением плотности раствора возрастает давление на забой скважины, что приводит к дополнительному уплотнению породы и ухудшению условий отрыва частицы от забоя потоком раствора. На разрушение образующейся на забое толстой глинистой корки затрачивается энергия, при этом усиливается поглощение раствора вскрытым разрезом и продуктивными пластами. Мировой опыт бурения скважин свидетельствует о том, что положительное влияние повышения плотности раствора неизмеримо меньше, чем отрицательное, поэтому, если позволяют геологические

условия, следует бурить с использованием раствора меньшей плотности, даже при необходимости усложнения технологического процесса промывки и применения более сложного оборудования. Скорость проходки при этом возрастает.

Роль *фильтрации* раствора в процессе углубления скважины также неоднозначна. С увеличением фильтрации на забое облегчаются условия скалывания и отрыва частицы долотом в результате действия расклинивающих сил проникающего фильтрата и выравнивания давления вокруг скалываемой частицы, но при увеличении фильтрации уменьшается устойчивость ствола, на забое и стенке образуются толстые глинистые корки. Разумеется, фильтрация определяется конкретными условиями, но вполне очевидно, что фильтрация за некоторое время (принято 30 мин) должна быть минимальной для повышения устойчивости стенки скважины, а мгновенная фильтрация (5–10 с) должна быть максимальной (приближающейся к фильтрации за 30 мин) для улучшения условий бурения.

Вязкость раствора влияет на скорость проходки однозначно. Роль вязкости бурового раствора наиболее заметна, особенно в диапазоне 15–35 с (по прибору ПВ-5). При бурении стремятся снижать вязкость раствора. Это связано с желанием получать на долоте максимальную гидравлическую мощность при высокой скорости истечения раствора из насадок долота. При правильно выбранном режиме промывки скважины роль вязкости в процессе транспортирования шлама подчиненная.

Таким образом, при оптимальном соотношении показателей свойств буровых растворов скорость проходки может быть существенно повышена.

Технологические параметры промывки, скорость и режим течения бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, дифференциальное давление на забое, смыв разрушенной породы с забоя, транспортирование шлама от забоя к устью скважины и т.д. Очевидно, что с увеличением расхода бурового раствора повышается интенсивность разрушения забоя, а скорость проходки возрастает. Но при этом возникают и отрицательные эффекты: повышается дифференциальное давление на забой, увеличивается скорость размыва стенки скважины и др.

Основные показатели промывки, определяющие механическую скорость проходки, следующие: гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте, скорость истечения раствора из насадок долота и дифференциальное давление на забое скважины.

Реализация гидромониторного эффекта струй, выходящих из насадок долота с высокой скоростью, позволяет увеличить скорость бурения и проходку на долото в мягких породах в 2–3 раза. В твердых сланцах гидромониторный эффект при скоростях истечения струи 80 м/с и более позволяет повысить скорость проходки и проходку на долото в 1,5 раза.

При больших глубинах энергетические затраты на промывку скважины более ощутимы, чем выигрыш от гидромониторного эффекта долот.

Дифференциальное давление на забой — комплексный фактор, интегрирующий плотность и вязкость бурового раствора, режим циркуляции, соотношение геометрических размеров ствола и бурильного инструмента и т.д. Независимо от первоначальной причины его увеличение всегда сопровождается ухудшением показателей работы долот. Установлено, что при прочих равных условиях механическая скорость проходки увеличивается с уменьшением дифференциального давления на забой.

Качественная зависимость механической скорости проходки от диф-

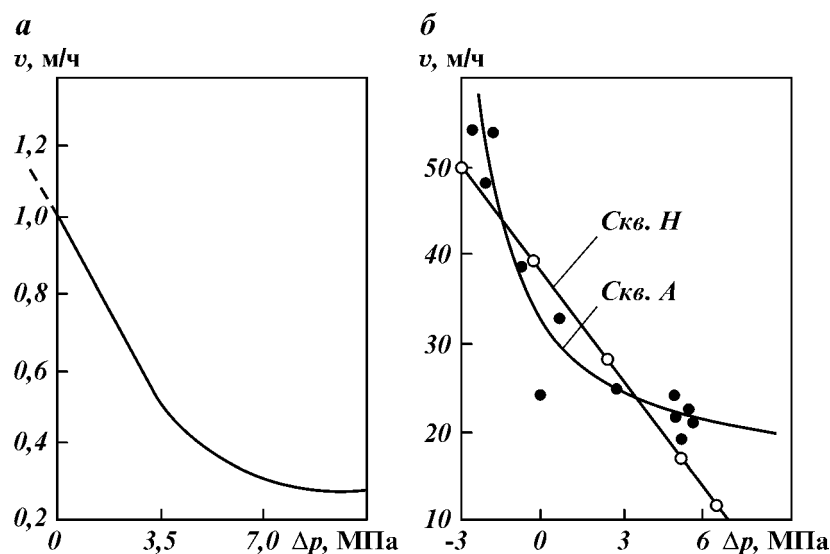


Рис. 8.1. Влияние дифференциального давления на забое скважины на механическую скорость проходки:
a – по обобщенным данным; *б* – по скв. *H* и *A*

ференциального давления на забое скважины получена путем обобщения результатов практических наблюдений в России, некоторых государствах СНГ, в США, Канаде, Иране и других странах (рис. 8.1, *a*). На темп углубления наиболее существенно влияют плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы. Механическая скорость проходки резко снижается при увеличении плотности раствора от 1,0 до 1,5 г/см³.

Анализ зарубежных материалов показал, что при бурении скважин в Южной Луизиане (США) уменьшение дифференциального давления от 7 МПа до 0 привело к росту механической скорости проходки на 70 % (рис. 8.1, *б*). Установлено, что влияние перепада давления на механическую скорость проходки более заметно проявляется при росте осевой нагрузки на долото. Чувствительность механической скорости проходки к дифференциальному давлению на забое возрастает с увеличением осевой нагрузки на долото. При отрицательном дифференциальном давлении, т.е. когда пластовое давление превышает давление циркулирующего на забое скважины бурового раствора, скорость проходки продолжает увеличиваться, часто в возрастающем темпе.

8.3. ВЛИЯНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО И УГНЕТАЮЩЕГО ДАВЛЕНИЙ НА РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

На долю шарошечных долот приходится более 90 % всей проходки. Однако с ростом глубины бурения показатели работы этих долот значительно ухудшаются, что, по мнению большинства исследователей, обуславливается в основном ухудшением буримости горных пород и усло-

вий очистки забоя из-за возникновения в зоне разрушения высокого дифференциального и угнетающего давлений. В результате при строительстве скважин, как правило, не используют такие значительные резервы повышения технико-экономических показателей бурения, как снижение давления бурового раствора на забой; регулирование его плотности и концентрации твердой фазы непосредственно в процессе бурения; регулирование частоты вращения долота в целях достижения минимального дифференциального и угнетающего давлений и т.д.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ЗОНЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

При углублении скважин, пробуренных в различных районах, от 1000 до 5000 м механическая скорость проходки v_m иногда снижается в 25 раз, а скорость бурения — в 33 раза (В.Б. Штур, М.Р. Мавлютов и др.). Основной причиной резкого ухудшения технико-экономических показателей бурения с ростом глубины, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, является изменение забойных условий разрушения горных пород. При этом подразумевается влияние таких факторов, как наличие давлений порового $p_{п}$, пластового $p_{пл}$, дифференциального Δp_p (Δp), угнетающего p_y и суммарного на забое скважины p_c (гидростатического); качество бурового раствора; частота вращения долота и динамика его работы.

На основе многочисленных работ сделаны следующие выводы.

1. Дифференциальное давление — основной фактор, определяющий показатели работы долот.

2. Интенсивное снижение механической скорости проходки происходит в начальный момент роста дифференциального давления до 1,4—5,6 МПа. Дальнейшее повышение Δp сопровождается стабилизацией v_m .

3. С увеличением отрицательного дифференциального давления v_m возрастает.

4. С ростом осевой нагрузки на долото G_A повышается чувствительность v_m к изменению дифференциального давления.

Таким образом, в настоящее время считается, что при существующих режимах бурения дифференциальное давление, как правило, является основным фактором, определяющим технико-экономические показатели бурения. При увеличении Δp до 1,4—7 МПа в зависимости от условий бурения v_m может уменьшаться в 2—5 раз.

Влияние Δp на v_m , по мнению А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена, заключается в ухудшении буримости горных пород вследствие роста их прочности на сжатие и возникновения усилий, прижимающих частицы породы (шлам) к забою. Прижимающие силы имеют статическую и динамическую природу, и их значения представляют собой сложную функцию почти всех известных показателей, характеризующих процесс бурения.

Статическое, или дифференциальное по современной терминологии, давление, обуславливающее наличие статических сил, которые удерживают шлам на забое, независимо от фильтрационных свойств разрушаемых пород, принимали равным разности между гидростатическим давлением на забое скважины p_c и поровым $p_{п}$ (пластовым $p_{пл}$) давлением:

$$\Delta p = p_c - p_{п}; \quad \Delta p = p_c - p_{пл}. \quad (8.6)$$

Отметим, что в опытах А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена можно было воспроизвести только пластовое давление, поэтому в выражение (8.6) необходимо подставлять значение $p_{пл}$.

Не рассматривая процесс развития трещин, формирующих лунки выкола породы на забое, эти авторы считали, что динамический перепад давления проявляется только после отделения частицы от массива перед транспортированием ее на поверхность. Динамический перепад давления определяли экспериментально, и, по утверждению исследователей, во всех опытах он не превысил 4,3 МПа.

Независимо от качества бурового раствора А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Линген приращение прочности принимали равным пятикратно увеличенному суммарному перепаду давления. Влияния абсолютного значения гидростатического давления на v_m не обнаружено.

Следует отметить, что утверждение упомянутых авторов о природе влияния абсолютных значений гидростатического и дифференциального давлений на v_m базируются на данных опытного бурения микродолотами в лабораторных условиях при несоблюдении гидродинамического подобия в зоне разрушения, а также геометрического подобия породоразрушающих элементов модели и природы.

В процессе бурения в проницаемых горных породах под действием положительного перепада давления ($p_c > p_{пл}$) в системе скважина — пласт фильтрат бурового раствора проникает в породу. При фильтровании дисперсная фаза раствора, частично коагулируя слой породы, откладывается на ее поверхности в виде слоя осадка, образуя фильтрационную корку, которая совместно с породой оказывает дополнительное сопротивление движению фильтрата. Последний, проникая в породу, вызывает перераспределение давления на глубине зарождения трещин (условно названных магистральными), формирующих лунку выкола. В дальнейшем изложении она именуется глубиной разрушения δ_0 . В результате по трассе магистральной трещины будет действовать не пластовое, а иное давление, равное давлению на глубине разрушения p_p . Поскольку $p_c > p_p$, возникает дифференциальное давление

$$\Delta p_p = p_c - p_p. \quad (8.7)$$

При разрушении непроницаемых горных пород давление на глубине разрушения p_p равно поровому ($p_p = p_n$), и выражение (8.7) становится идентичным (8.6), т.е. является частным случаем и правомерно только при определении Δp для непроницаемых горных пород.

В процессе развития магистральной трещины начальное давление в ее полости p_t практически равно нулю. Так как $p_c > p_t$, то над частицей по длине l возникает динамический перепад давления, который прижимает частицу к массиву породы, т.е. угнетает ее. Во избежание путаницы в отличие от дифференциального давления этот перепад давления предложено называть угнетающим давлением p_y . В общем случае под угнетающим давлением p_y в отличие от представлений о динамическом перепаде давления понимают разность между суммарным давлением на забое p_c и давлением в трещине:

$$p_y = p_c - p_t = p_c - \theta p_p, \quad (8.8)$$

где $\theta = p_t/p_p$ — коэффициент восстановления давления в полости трещины.

Для заполнения полости трещины жидкостью и восстановления в ней давления нужно определенное время, поэтому в зависимости от времени контакта зуба долота с породой τ_k значения p_T и, как следствие, p_y будут различными. Если τ_k меньше времени заполнения t_3 объема трещины флюидом, то $p_T \rightarrow 0$ и в соответствии с выражением (8.8) $p_y \approx p_c$. При τ_k , превышающем сумму времени $t_c = t_3 + t_b$, где t_b – время восстановления давления в трещине до уровня давления жидкости на глубине разрушения p_p , давление в трещине $p_T \approx p_p$, а $p_y \approx p_c - p_p$, т.е. p_y равно дифференциальному давлению. В общем случае с учетом τ_k имеем

$$p_c - p_p \leq p_y \leq p_c. \quad (8.9)$$

Следовательно, угнетающее давление в зависимости от условий разрушения проницаемых пород может изменяться в диапазоне значений от дифференциального давления до давления на забое скважины p_c . При разрушении непроницаемых горных пород диапазон изменения p_y несколько меньше.

Кроме того, следует отметить, что в настоящее время практически без дополнительных материальных затрат за счет внедрения гидродинамических способов воздействия на процесс разрушения горных пород на забое можно существенно повысить технико-экономические показатели бурения скважин.

В.С. Федоров полагал, что в роторном бурении при использовании лопастных долот зависимость v_m от количества Q закачиваемой в скважину жидкости имеет вид

$$v_m = Q/(a + bQ), \quad (8.9)$$

где a и b – некоторые постоянные коэффициенты, зависящие от физико-механических свойств пород, качества бурового раствора, размеров кольцевого пространства и режимных параметров бурения.

Установлено, что имеется технологически разумный предел подачи, после которого ее повышение не приводит к заметному росту механической скорости проходки и проходки на долото.

Схема промывки забоя может заметно влиять на работу породоразрушающего инструмента. Интенсивность износа вооружения шарошек больше в центре, чем на периферии, а износ козырька и спинки лапы наибольший на высоте, примерно равной половине диаметра шарошек. Эти особенности обусловлены схемой равномерной промывки забоя. На основании этого была предложена асимметричная схема промывки забоя с блуждающим клапаном, последовательно перекрывающим одну из насадок долота (В.Г. Колесников, Э.А. Ахметшин, М.Г. Чудновский и др.). В результате эффективность долот повысилась: скорость проходки увеличилась на 19 %, проходка на долото – на 12 %, при этом был устранен неравномерный износ узлов долота.

При удовлетворительной очистке забоя от шлама механическая скорость проходки увеличивается линейно с ростом осевой нагрузки на долото. Но эту зависимость можно довести до квадратичной путем улучшения очистки забоя до совершенства, т.е. когда шлам не попадал бы под долото на повторное измельчение. В.С. Федоров и В.С. Завьялов, пользуясь приближенным методом, установили, что для полного удаления выбуренной породы с забоя между величинами Q и D должно существовать соотношение

$$Q \geq \frac{1}{240} F_{\text{cp}} D l_{\text{ш}} n \sin 2\beta, \quad (8.10)$$

где F_{cp} — средняя площадь сечения, по которому движется восходящий поток жидкости в области возможного захвата зубцами шарошек поднимающихся частиц; D — диаметр долота; $l_{\text{ш}}$ — число шарошек; β — угол между осями долота и шарошки.

Механическая скорость проходки при соответствующих осевой нагрузке и частоте вращения долота растет пропорционально гидравлической мощности, срабатываемой на долоте, и скорости истечения раствора из насадок долота (рис. 8.2). Чем большая часть давления затрачивается на долоте, тем выше скорость струи, лучше очистка забоя и больше гидромониторный эффект.

Частота вращения долота оказывает различное влияние на показатели бурения. Так, при бурении шарошечными долотами увеличение n ведет к пропорциональному росту числа поражений забоя зубцами шарошек, скорости удара зубцов о породу, динамической составляющей (ударной) нагрузки на долото. Все это повышает эффект разрушения породы долотом, вызывает рост механической скорости проходки. Вместе с тем указанные факторы резко сокращают долговечность долота.

При увеличении n соответственно уменьшается продолжительность τ контакта зубцов шарошек с породой (n и τ — обратно пропорциональные величины). Это снижает эффект разрушения породы, а следовательно, и механическую скорость проходки. При бурении в результате действия перечисленных факторов, обусловливаемых изменением n , получается очень сложная зависимость между n и $v_{\text{м}}$.

В.С. Федоров, В.Ф. Дудин и Ф.Д. Зенков, рассматривая погружение рабочих элементов долота в породу как движение твердого тела в сопротивляющейся среде, установили, что углубление долота за один оборот можно выразить в зависимости от частоты вращения в следующем виде:

$$\delta = A(1 - e^{-B/n}), \quad (8.11)$$

где $B = 0,09$.

Механическая скорость проходки может быть выражена формулой

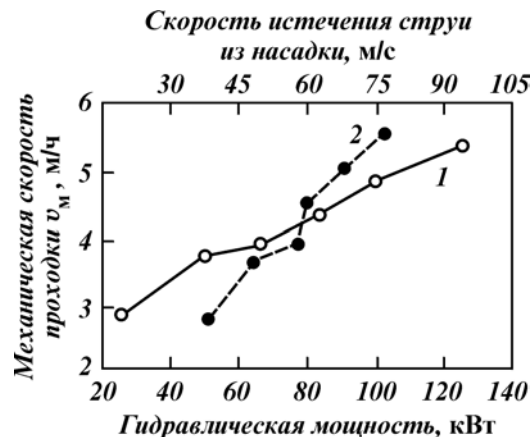


Рис. 8.2. Зависимость механической скорости проходки от гидравлической мощности, срабатываемой на долоте (1), и скорости истечения раствора из насадок (2)

$$v_M = A(1 - e^{-B/n})n, \quad (8.12)$$

где $A = 55 \cdot 10^{-1} p_A$; p_A — удельная нагрузка на долото, Н/м.

Графическое изображение зависимости $v_M = f(n)$ свидетельствует о наличии критического значения n , при котором $v_M = v_{M \max}$. Например, для мрамора $n_{кр} = 100 \text{ мин}^{-1}$. С увеличением твердости и хрупкости породы $n_{кр}$ возрастает.

Значение n_{v_M} выше при больших нагрузках на долото (рис. 8.3).

Далее критическую частоту вращения долота будем обозначать: для механической скорости проходки — n_{v_M} , рейсовой скорости — n_{v_p} и проходки на долото n_n .

Формула (8.12) соответствует бурению с объемным разрушением породы.

При бурении турбобуром в мягких глинистых породах значения частоты вращения должны быть понижены. В хрупких и пластично-хрупких породах скорость проходки v_M — возрастающая функция даже при увеличении $n > 800 \text{ мин}^{-1}$.

Уменьшение углубления за один оборот δ_n с ростом n обусловливается тем, что с увеличением n снижается продолжительность τ контакта зубцов шарошки с породой.

Связь между n и τ выражается (в с) в виде

$$\tau = 60 \frac{d_{ш}/D}{nz}, \quad (8.13)$$

где $d_{ш}/D$ — отношение диаметров шарошки и долота; z — число зубцов на наибольшем венце шарошки.

Из соотношения (8.13) следует, что τ зависит не только от n , но и от диаметров долота и шарошек.

Очевидно, при прочих равных условиях, чем больше z (меньше шаг), тем меньше n_{v_M} и, наоборот, чем меньше $d_{ш}/D$, тем выше n_{v_M} . Следовательно, значение n_{v_M} зависит и от размеров долота.

Зависимость $v_M = f(n)$ (8.12) относится к случаям объемного разрушения породы. Если бурят при сравнительно малых осевых нагрузках на долото, то при взаимодействии долота с породой наблюдается разрушение

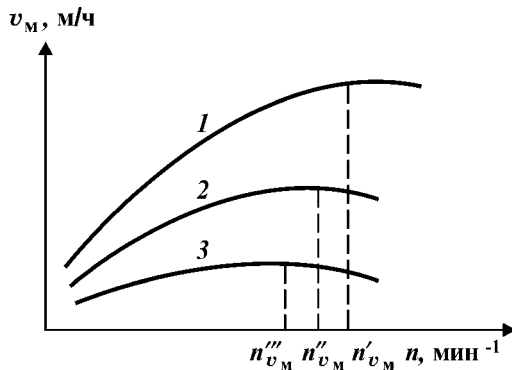


Рис. 8.3. Зависимость v_M от p_A и n ($p_{A1} < p_{A2} < p_{A3}$):
 1 — $v_M = f(p_{A1}, n_i)$; 2 — $v_M = f(p_{A2}, n_i)$; 3 — $v_M = f(p_{A3}, n_i)$

последней истирианием (поверхностное разрушение). В этом случае $\delta_n = \delta_0 = \text{const}$, а следовательно, $v_M = n\delta_0$.

Имея в виду, что на практике наблюдается и объемное разрушение, и разрушение пород истирианием, зависимость $v_M = f(n)$ в общем виде можно представить так, как это показано на рис. 8.4.

В процессе бурения механическая скорость проходки уменьшается при условии, что процесс ведется при $p = \text{const}$ и $n = \text{const}$. В этом случае снижение механической скорости проходки обуславливается только износом зубцов.

Относительное уменьшение механической скорости проходки происходит пропорционально времени бурения t_6 и обратно пропорционально коэффициенту износа θ_t :

$$dv_M/v_M = - dt_6/\theta_t.$$

Коэффициент износа представляет собой логарифмический декремент убывания механической скорости проходки, равный времени, в течение которого v_M уменьшается в e раз (e — основание натурального логарифма).

Интегрируя это уравнение, получают

$$v_M = v_{M_0} = e^{-t_6/\theta_t}. \quad (8.14)$$

Проходка на долото за время t_6 выражается формулой

$$h_{p_0} = \int_0^{t_6} v_M dt = v_{M_0} \theta_t (1 - e^{-t_6/\theta_t}). \quad (8.15)$$

На основании опытных данных А.А. Минина и А.А. Погарского можно считать, что $1/\theta_t$ изменяется приблизительно пропорционально изменению нагрузки на долото; с изменением частоты вращения отношение $1/\theta_t$ увеличивается быстрее, чем растет n , особенно при больших его значениях.

Данные свидетельствуют, что и для проходки на долото существует критическое значение n , при этом оно меньше, чем для механической скорости проходки.

Рейсовая скорость проходки

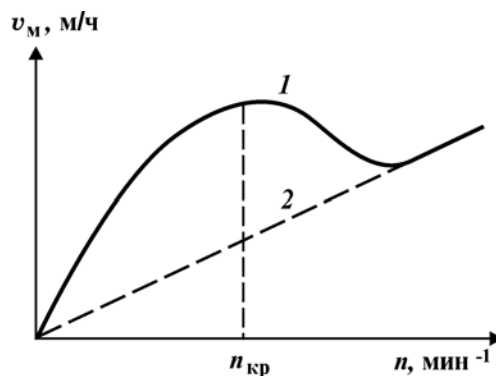


Рис. 8.4. Зависимость v_M от n при поверхностном (1) и объемном (2) разрушении породы

$$v_p = \frac{v_m \theta_t (1 - e^{-t_6 / \theta_t})}{t_6 + t_{II} + t_{СП}}. \quad (8.16)$$

Для v_p также существует критическое значение n , оно меньше соответствующего значения для v_m и больше, чем для h :

$$n_{v_m} > n_{v_p} > n_h.$$

ОСЕВАЯ НАГРУЗКА НА ДОЛОТО

При прочих равных условиях в зависимости от P_d может происходить разрушение породы либо поверхностное, либо объемное.

Объемное разрушение может наблюдаться после однократного воздействия на нее зубцов шарошек или после многих воздействий. Первые наиболее полные исследования и обобщения выполнил В.С. Федоров.

Влияние осевой нагрузки P_d на показатели бурения очень велико. Опытами установлено, что зависимость $v_m = f(P_d)$ весьма сложная (рис. 8.5).

Сложность этой зависимости обуславливается различными факторами, однако главнейшие из них — циклический характер разрушения породы, наличие шлама, покрывающего неровную поверхность забоя скважины, ограниченная высота рабочих элементов долота.

На рис. 8.5 кривая 1, соответствующая бурению при совершенной очистке забоя скважины, имеет три участка — Oa , ab и bc , из которых Oa характеризует поверхностные разрушения породы, ab и bc соответствуют объемному разрушению. Но характер кривой участка ab зависит только от особенностей разрушения, а кривой участка bc — от особенностей разрушения и глубины погружения рабочих элементов долота, в частности при бурении шарошечными долотами, имеющими ограниченную высоту зубцов шарошек.

Экстремальное значение функции $v_m = f(P_d)$ обуславливается ограниченной высотой зубцов.

Наличие шлама ведет не только к снижению механической скорости проходки, но и к тому, что эта функция достигает максимума при меньших значениях P_d .

Кривая 2 на рис. 8.5 соответствует так называемому нормальному положению на забое скважины, когда зашламление (по высоте) не превышает

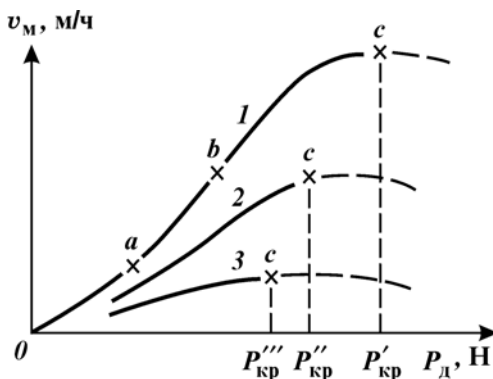


Рис. 8.5. Кривые изменения механической скорости проходки v_m в зависимости от осевой нагрузки P_d

1/6 – 1/4 высоты наиболее низких зубцов шарошек, а кривая 3 – бурению при неудовлетворительной промывке скважины, когда на забое имеется значительное количество шлама.

Итак, чем больше шлама на забое, тем раньше достигается максимум v_m как функции P_A и тем меньше значение этого максимума.

При высокой частоте вращения долота максимум для $v_m = f(P_A)$ наступает при больших значениях P_A , чем при низкой частоте. Отрицательное влияние наличия шлама на v_m при более высоком n значительнее, чем при более низком.

Осевая нагрузка, при которой v_m достигает максимума, называется *критической* $P_{кр}$. Иногда с ростом осевой нагрузки на долото механическая скорость проходки не увеличивается, а значительно снижается. Это относится к тем случаям, когда к моменту увеличения P_A бурят при $P_A \geq P_{кр}$.

Долговечность шарошечных долот изменяется обратно пропорционально P_A в степени $y = 0,40 \div 0,45$. Вероятно, показатель степени зависит от погружения зубцов шарошки. Когда зубцы не погружены в породу, P_A влияет на разрушение долота больше, чем при погружении зубцов в породу.

С увеличением P_A растут v_m и h . Следовательно, сокращается время на бурение скважины и спускоподъемные операции (в результате уменьшения числа этих операций, числа замен долота). С ростом P_A увеличивается и рейсовая скорость проходки v_p .

При увеличении n механическая скорость возрастает, но проходка на долото уменьшается. Следовательно, в этом случае общая продолжительность спускоподъемных операций возрастает.

Для проходки на долото h и рейсовой скорости проходки v_p также имеются критические значения осевой нагрузки P_A , которые обозначим соответственно P_{AV_p} и P_{Ah} . Между этими критическими значениями существуют соотношения

$$P_{AV_m} > P_{AV_p}, \quad P_{AV_m} > P_{Ah}, \quad P_{AV_p} \geq P_{Ah}.$$

Значение показателей степени при P_A колеблется в пределах 1,1 – 1,5; чаще $y = 1,1$.

Если диапазон изменения n и P_A сравнительно невелик, то можно пользоваться формулой

$$\frac{v_{m1}}{v_{m2}} = \frac{n_1 P_{A1}}{n_2 P_{A2}}.$$

В зарубежной нефтегазовой промышленности отсутствуют единые твердо установленные и обоснованные параметры режима бурения, которые рекомендовались бы для разбуривания пород с разными механическими свойствами. Для каждого района имеются параметры режима бурения, которые считаются наилучшими.

Большинство фирм, как тех, которые ведут бурение на промыслах, так и тех, которые выпускают долота, рекомендуют бурить при высоких нагрузках из расчета 1 – 3 т на 1" диаметра долота, при больших количествах бурового раствора, обеспечивающих скорость восходящего потока в кольцевом пространстве 0,7 – 1,2 м/с, при относительно низкой частоте вращения ротора (долота) в пределах 150 – 200 мин⁻¹, но не выше 300 мин⁻¹.

С увеличением размера долота осевую нагрузку повышают примерно пропорционально диаметру долота. При бурении в крепких породах применяют более высокие нагрузки на долото, чем в мягких породах.

8.4. РАЦИОНАЛЬНАЯ ОТРАБОТКА ДОЛОТ

Долота рационально обрабатывают (по В.С. Федорову) в том случае, если бурят при оптимальном сочетании параметров режима бурения и минимальных значениях $(P_{\Delta \max} - P_{\Delta \min})/P_{\Delta \text{ср}}$ и $(n_{\max} - n_{\min})/n_{\text{ср}}$. Продолжительность работы долот выбирают из расчета получения максимальной рейсовой скорости проходки или максимальной стойкости опор долота. Если хотя бы одно из этих условий не соблюдают, то нельзя считать, что долота обрабатывают рационально.

В результате опытов установлено, что если какой-нибудь параметр режима бурения увеличивается, а другие остаются постоянными или изменяются, не обеспечивая оптимального сочетания между параметрами, то при этом чаще всего темп углубления скважины снижается. А если и происходит некоторое увеличение показателей бурения, то сравнительно небольшое. При таких условиях обработка долот не может быть рациональной.

Так как параметры режима бурения n , P_{Δ} и Q оказывают различное влияние на механическую скорость проходки и износостойкость долота, то оптимальное соотношение между ними отвечает наиболее высокой рейсовой скорости проходки, т.е. наивыгоднейшие значения n , P_{Δ} и Q можно определить из системы уравнений

$$\partial v_p / \partial n = 0; \quad \partial v_p / \partial P_{\Delta} = 0; \quad \partial v_p / \partial Q = 0, \quad (8.17)$$

если при этом будут выполнены соответствующие требования ко вторым производным.

В турбинном бурении рациональное соотношение между P_{Δ} , n и Q часто не соответствует оптимальному режиму работы турбобура. Нередко наиболее высокие показатели эффективности обработки долот получают при работе турбобура в области тормозных режимов.

Если в процессе бурения контролировать только осевую нагрузку, то частота вращения долота может колебаться до $\pm 300 \text{ мин}^{-1}$. Такие колебания n объясняются рядом причин, но главнейшая из них — неравномерность подачи долота (бурильной колонны).

Так как в турбинном бурении $Q = \text{const}$ и частота вращения долота $n = \varphi(P_{\Delta})$, естественно, что при изменении P_{Δ} обязательно будет изменяться и n , причем абсолютное значение колебания будет зависеть от коэффициента K (сброса на 0,01 МН нагрузки).

Опыты показали, что во всех случаях, когда долото подается неравномерно, происходят колебания n , в результате чего эффективность работы долота снижается на 15–25 % и более.

Ориентируясь на рациональную обработку долот, нужно добиваться равномерной подачи бурильной колонны, чтобы колебания n не превышали 80 мин^{-1} .

Чтобы достичь равномерной подачи, следует применять регуляторы подачи долота. Но вследствие наличия неровностей на забое скважин и

некоторого скольжения шарошек сопротивления, встречаемые долотом, постоянно изменяются, а при этом изменяется и n . Турбинное бурение всегда ведется с некоторым колебанием n , если даже при бурении $P_{\Delta} = \text{const}$ и $Q = \text{const}$.

Рациональная отработка долот невозможна, если нет критериев для определения времени, когда необходимо сменить долото.

Многолетний производственный опыт показывает, что у шарошечных долот наиболее изнашиваются два узла: опоры и рабочая поверхность. Применяемые долота делят на две группы: у одних $T_f \ll T_z$, у других $T_f \gg \gg T_z$, где T_f и T_z — износостойкость соответственно опор и рабочей поверхности долот. Очевидно, в зависимости от соотношения между T_f и T_z метод определения продолжительности эффективной работы долота на забое должен быть различным.

Если $T_f \ll T_z$, то в процессе бурения еще задолго до начала изнашивания рабочей поверхности при высокой механической скорости проходки наблюдается расстройство опор долота: нарушается плавное качение роликов в большом подшипнике, происходит заклинивание роликов, прекращается вращение шарошек, создаются значительные сопротивления вращению долота.

В роторном бурении периодически (в момент заклинивания шарошки) резко увеличивается мощность, требуемая на бурение.

В турбинном бурении при нарушении качения роликов в подшипнике долота приемистость турбобура относительно осевой нагрузки уменьшается. Турбобур начинает останавливаться при осевой нагрузке P_{Δ} , меньшей, причем иногда значительно меньшей, чем начальная $P_{\Delta, \text{нач}}$. Если бурят при параметрах, соответствующих области тормозных режимов работы турбобура, то указанное явление может быть выражено более резко.

Если начинают нарушаться плавность качения опорных элементов долота, происходит заклинивание шарошек, то может произойти разрушение долота. Заметив это, бурильщик должен прекратить бурение и поднять долото для его замены.

Если для разбуривания нефтяного и газового месторождения длительное время применяют долота одного типа, то на основании статистических материалов для них можно установить время T , в течение которого наступает расстройство опор; это будет рациональное время эффективной работы долота на забое T_p . После того как долото проработало на забое время $T_p = T$, его необходимо поднять, если даже при этом еще сравнительно высока механическая скорость проходки.

Итак, если $T_f \ll T_z$, то $T_p \ll T_f$.

Если рабочая поверхность изнашивается быстрее опор ($T_z \ll T_f$ или $T_z \approx T_f$), то время эффективной работы долота на забое следует определять из условия изнашивания его рабочей поверхности. Многочисленные исследования показали, что при этом наиболее правильно T_p определять из условия максимума рейсовой скорости проходки v_p . При этом можно применить приближенное выражение

$$v_p = \frac{h_{P_{\Delta}}}{t_{\sigma} + t_{п} + t_{сп}}. \quad (8.18)$$

Исследуя функцию на максимум, получаем при $dv_p/dt_{\sigma} = 0$

$$\frac{dh_{p_A}}{dt_6} = \frac{h_{p_A}}{T_p + t_{\Pi} + t_{\text{СП}}}.$$

Так как $dh_{p_A} / dt_6 = v_m$, то при $t_6 = T_p$

$$v_m = v_p. \quad (8.19)$$

Следовательно, с технической точки зрения долото на забое следует использовать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости походки. Это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое T_p .

В этом случае при определении времени подъема долота можно руководствоваться механической скоростью проходки. Долото нужно поднимать после того, как механическая скорость проходки, уменьшаясь с течением времени, достигнет значения

$$v_m = k_0 v_{m, \text{ср}},$$

где $v_{m, \text{ср}}$ — средняя механическая скорость проходки, м/ч; k_0 — коэффициент, определяемый опытным путем.

Значение k_0 зависит от соотношения между t_6 и $t_{\text{СП}} + t_{\Pi}$ и удовлетворяет условию $0 < k_0 < 1$.

После полного изнашивания долота (или по иным причинам) колонну бурильных труб приподнимают на несколько метров и промывают скважину до тех пор, пока плотности бурового раствора, закачиваемого в скважину и выходящего из нее, окажутся равными. В это время подготавливают для спуска в скважину новое долото и проверяют состояние оборудования и спускоподъемного инструмента. Затем поднимают инструмент из скважины.

8.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

Установление режимов бурения для проходки тех или иных пачек пород на основе данных о работе применяемых долот в этих пачках является наиболее точным, если при этом учтен опыт бурения на соседних площадях, а также результаты соответствующих теоретических и экспериментальных исследований.

По отдельным пачкам для каждого типоразмера турбобуров и определенных скоростей вращения ротора составляют таблицы количественных показателей работы долот и параметров режима бурения, зафиксированных при проходке этих пачек в соседних пробуренных скважинах. Результаты расчетов сводят в таблицу, по данным которой выбирают режимы.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ (ПО В.С. ФЕДОРОВУ И В.Г. БЕЛИКОВУ)

Для проектирования режимов бурения расчетным путем необходимо знать твердость P_f разбуриваемых пород в условиях забоя, предел текучести $P_{0ф}$ пород в этих условиях и другие свойства пород (критическое напряжение σ , абразивность, пластичность и т.д.). Аналитический метод проектирования режимов бурения можно использовать в том случае, если

нет промысловых статистических данных о работе долот на рассматриваемой площади или в определенном интервале, а также если нужно уточнить параметры режима бурения, выбираемые на основе промысловых статистических данных, для выявления потенциальных возможностей технической оснащённости буровых установок и т.д.

Определение осевой нагрузки на долото. Минимальную осевую нагрузку на долото (кН), при которой объемное разрушение породы имеет преобладающее значение, можно определить следующим образом:

а) для упругохрупких и упругопластичных пород

$$G_{0t} = 0,1p_{\phi}F_t; \quad (8.20)$$

б) для пород, не дающих хрупкого разрушения, т.е. для пластичных пород

$$G_{0t} = 0,1p_{0\phi}F_t, \quad (8.21)$$

где F_t — опорная площадь рабочей поверхности долота, см^2 ; p_{ϕ} и $p_{0\phi}$ — в $\text{МН}/\text{м}^2$.

Максимальную осевую нагрузку (кН) на шарошечное долото, при которой поверхностное разрушение упругохрупких и упругопластичных пород еще имеет преобладающее значение, находят по формуле

$$G_{пт} = 0,1p_{y,\phi}F_t, \quad (8.22)$$

где $p_{y,\phi}$ — предел усталости породы в условиях забоя, $\text{МН}/\text{м}^2$.

Если бурение ведется в породах, не дающих хрупкого разрушения, то поверхностное разрушение начинается при осевой нагрузке на долото, меньшей G_{0t} .

Усталостно-объемное разрушение породы преобладает при осевой нагрузке на долото G_{yt} , причем

$$G_{пт} < G_{yt} < G_{0t}. \quad (8.23)$$

Если известно критическое напряжение σ породы в барах, то осевую нагрузку G_{0t} на долото в килоньютонах можно подсчитать по формуле

$$G_{0t} = 0,1\sigma F_t. \quad (8.24)$$

Поверхностные разрушения горных пород, не дающих хрупкого разрушения, наблюдаются при $G < G_{0t}$.

Максимальную осевую нагрузку на долото (кН) при разбурировании пластичных пород шарошечными долотами, исходя из особенностей разрушения этих пород при бурении, можно определить по формуле

$$G_{vt} = 0,1p_{0\phi}F_{\delta_{m,\Delta t}}, \quad (8.25)$$

или по формуле

$$G_{vt} = 0,1\sigma F_{\delta_{m,\Delta t}}, \quad (8.26)$$

где $F_{\delta_{m,\Delta t}}$ — уравнивающая площадь долота при максимально допустимом погружении $\delta_{m,\Delta t}$ его рабочих элементов в породу, см^2 :

$$\delta_{m,\Delta t} = \left(\frac{3}{4} \div \frac{5}{6}\right) h_{zmt}; \quad \delta_{m,\Delta t} = \left(\frac{3}{4} \div \frac{5}{6}\right) h_{zmt}; \quad (8.27)$$

h_{zmt} — высота самых низких зубцов долота, мм.

Осевая нагрузка на долото, скорость его вращения и подача промывочной жидкости не должны превышать значений, обусловливаемых техническими возможностями буровой установки.

Пример 1. Определить осевые нагрузки G_{0t} , G_y и $G_{пт}$ на трехшарошечное долото. Опорная площадь $F_1 = 1,46 \text{ см}^2$, $p_\phi = 1290 \text{ МН/м}^2$ и $p_{y,\phi} = 475 \text{ МН/м}^2$.

Минимальную осевую нагрузку на долото при преобладающем значении объемного разрушения породы подсчитываем по формуле (8.20)

$$G_{0t} = 0,1 \cdot 1290 \cdot 1,46 = 188,3 \text{ кН.}$$

По формуле (8.22) находим осевую нагрузку на долото при преобладающем значении поверхностного разрушения породы

$$G_{пт} = 0,1 \cdot 475 \cdot 1,46 = 69,3 \text{ кН.}$$

Согласно неравенству (8.23) усталостно-поверхностное разрушение породы при рассматриваемых условиях имеет преобладающее значение при осевых нагрузках на долото, заключенных в пределах от 69,3 до 188,3 кН, т.е.

$$69,3 < G_{yt} < 188,3 \text{ кН.}$$

Пример 2. Определить максимальную осевую нагрузку на шарошечное долото, если $p_{0\phi} = 196 \text{ МН/м}^2$ и $F_{\delta_{м.а}} = 2,03 \text{ см}^2$.

По уравнению (8.25) имеем

$$G_{vt} = 0,1 \cdot 196 \cdot 2,03 = 39,8 \text{ кН.}$$

Определение частоты вращения долота. Объемное разрушение горной породы при бурении зависит не только от выбора требуемой осевой нагрузки на долото, но и от подбора соответствующей продолжительности τ контакта зубьев шарошек с породой. Минимально необходимая продолжительность $\tau_{м.н}$ контакта зависит от свойств породы и других факторов и колеблется от 3 до 8 мс.

Максимально допустимую частоту вращения (мин^{-1}) шарошечного долота для обеспечения минимально необходимой продолжительности контакта зубьев с породой определяют по формуле

$$n_{м.а} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\tau_{м.н} z D}, \quad (8.28)$$

где $d_{ш}$ — диаметр шарошки, мм; $\tau_{м.н}$ — в мс; z — число зубьев на периферийном венце шарошки; D — диаметр долота, мм (для современных шарошечных долот отношения $d_{ш}/D$ колеблется в пределах от 0,595 до 0,7).

При расчетах можно принимать $\tau_{м.н} = 6 \div 8$ мс для упругохрупких пород, $\tau_{м.н} = 5 \div 7$ мс для упругопластичных и $\tau_{м.н} = 3 \div 6$ мс для пород, не дающих хрупкого разрушения (пластичных).

Пример 3. Определить максимально допустимую частоту вращения долота из условия обеспечения объемного разрушения упругопластичной горной породы, если диаметр шарошек $d_{ш} = 95$ мм, диаметр долота $D = 145$ мм, число зубьев на периферийном венце $z = 19$.

Принимая $\tau_{м.н} = 6$ мс, по формуле (8.28) находим, что

$$n_{м.д} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{95}{6 \cdot 19 \cdot 145} = 345 \text{ мин}^{-1}.$$

При поверхностном разрушении породы шарошечными, лопастными и фрезерными долотами механическая скорость проходки возрастает прямо пропорционально увеличению скорости вращения долота до практически применяемых в настоящее время скоростей вращения долота.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ ДЛЯ АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ

Основными критериями при выборе параметров режима алмазного бурения должны быть допустимая нагрузка на алмазы и критическая окружная скорость, определяемые соответственно прочностью алмазов и существующими нормами промывки и твердости пород.

Нагрузку на долото (кН) рекомендуется определять по формуле

$$G = 0,1ap_{ш}S_{к}, \quad (8.29)$$

где a — коэффициент, учитывающий характер разрушения породы на забое и прочность алмазов (для условий бурения отечественными алмазами в Республике Башкортостан коэффициент a принимается равным 0,5–0,8); $p_{ш}$ — твердость породы по штампу, МН/м²; $S_{к}$ — контактная площадь алмазов, установленных на торцовой части долота, см².

Для практических расчетов можно пользоваться формулой

$$S_{к} = 0,03d_{с}k_{т}, \quad (8.30)$$

где $S_{к}$ — в мм²; 0,03 — коэффициент, характеризующий степень внедрения алмазов при хрупком разрушении породы; $k_{т}$ — число алмазов на торцовой поверхности долота; $d_{с}$ — средний диаметр алмазов, мм.

В начале бурения новым долотом нагрузка не должна превышать 5–10 кН. Для трещиноватых пород расчетные нагрузки рекомендуется уменьшать на 50 %.

Количество промывочной жидкости (л/с) рекомендуется определять по формуле

$$Q = K_0S_3, \quad (8.31)$$

где $K_0 = 0,06 \div 0,10 \text{ см}^3/(\text{с} \cdot \text{см}^2)$ — размерный коэффициент очистки (охлаждения) забоя, характеризующий расход жидкости на площади забоя 1 см² за 1 с; S_3 — площадь забоя скважины, см².

Частота вращения алмазных долот (мин⁻¹) определяется исходя из критической окружной скорости $\omega_{кр}$ коронки диаметром D :

$$n = 60\omega_{кр}/(\pi D), \quad (8.32)$$

где D — в м; $\omega_{кр}$ — в м/с.

Обычно $\omega_{кр} = 3 \div 5$ м/с. При большей скорости наблюдается зашламление алмазных долот.

При бурении плотных, монолитных, малоабразивных пород увеличение частоты вращения неопасно. При бурении трещиноватых неоднород-

ных пород высокая частота вращения может привести к выкрашиванию алмазов. Для долот диаметром 142 мм рекомендуется частота вращения до 400 мин^{-1} , а для долот диаметром 158, 186 и 208 мм она не должна превышать соответственно 350, 300 и 250 мин^{-1} .

Исследованиями УфНИПИ установлено, что требуемая мощность для алмазного бурения пропорциональна скорости вращения и нагрузке. Удельное значение мощности составляет $0,157-0,170 \text{ кВт}$ на 1 см^2 забоя. Момент на долоте пропорционален нагрузке. Удельное значение момента составляет $20-30 \text{ кН}\cdot\text{м}$.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ ПУТЕМ ПЕРЕСЧЕТА

Проектировать режимы бурения путем пересчета можно, если на данной площади или в данных пачках породы бурили долотами определенного типоразмера и выявилась необходимость перехода на долота других типов или диаметров. При этом сначала устанавливают рациональные режимы бурения для долот применяемых типоразмеров на основе имеющихся промысловых статистических данных о работе этих долот, а потом эти режимы пересчитывают для долот требуемых типов и диаметров.

Определенные таким образом параметры режимов бурения должны быть уточнены с учетом технических возможностей буровой установки.

При переходе на долото другого типа осевую нагрузку на долота определяют по формуле

$$G_M = G_C \frac{\eta_{z_M} t_{z_M}}{\eta_{z_C} t_{z_C}} \quad (8.33)$$

или по формуле

$$G_M = G_C \frac{F_{\delta_{M,AM}}}{F_{\delta_{M,AC}}}, \quad (8.34)$$

где η_z — коэффициент перекрытия долота; t_z — шаг зубьев; индекс «с» относится к долотам, которыми велось бурение и для которых установлен рациональный режим бурения на основе промысловых статистических данных о работе этих долот, а индекс «м» — к долотам, которыми предполагается вести бурение.

Частоту вращения долот (мин^{-1}) можно пересчитать по формуле

$$n_M = n_C \frac{d_{ш.М} z_C}{d_{ш.С} z_M}, \quad (8.35)$$

где $d_{ш}$ и z — то же, что и в уравнении (8.28).

Подачу промывочной жидкости при роторном бурении и при бурении электробурами можно оставить без изменения или несколько повысить, так как при переходе на долото другого типа процесс разрушения породы пойдет более интенсивно, а следовательно, должна быть более интенсивной и промывка.

В турбинном бурении изменение подачи промывочной жидкости может быть вызвано не только технологическими (промывка), но и энергетическими условиями вследствие изменения момента сопротивления на доло-

те или при переходе на другой тип турбобура (например, с односекционным на двухсекционный) и т.д.

Пример 4. Определить осевую нагрузку на долото № 11 типа М ($\eta_{z_m} = 1,14$; $t_{z_m} = 30$ мм), если при бурении долотами типа С такого же диаметра ($\eta_{z_c} = 1,35$; $t_{z_c} = 25$ мм) рациональная осевая нагрузка на долото составляет 103 кН.

По формуле (8.33)

$$G_m = 103 \frac{1,14 \cdot 30}{1,35 \cdot 25} = 104,3 \text{ кН.}$$

Пример 5. Определить частоту вращения долота ЗБ11МЛ ($d_{ш.м} = 170$ мм; $z_m = 18$), если при бурении долотами ЗБ11С ($d_{ш.с} = 173$ мм; $z_c = 21$) рациональная частота вращения долота составляла 295 мин^{-1} .

Частоту вращения долота определяем по формуле (8.35):

$$n_m = 295 \frac{170 \cdot 21}{173 \cdot 18} = 338 \text{ мин}^{-1}.$$

При переходе на долота меньшего диаметра стремятся сохранить одинаковые условия разрушения проходимых пород, т.е. равные механические скорости проходки. Этого можно достичь, если при уменьшении диаметра долота не допускать снижения частоты вращения долота, удельной нагрузки на породу и степени очистки забоя и долота от выбуренной породы и промывки ствола скважины.

Осевая нагрузка на долото

$$G_2 = G_1 \frac{\eta_{z_2} t_{z_2} D_2}{\eta_{z_1} t_{z_1} D_1}, \quad (8.36)$$

где индекс «1» относится к долотам большего диаметра, которыми велось бурение и для которых установлен рациональный режим бурения на основе промысловых статистических данных о работе этих долот, а индекс «2» — к долотам меньшего диаметра, которыми предполагается бурить.

Если исходить из условия равенства механической скорости проходки, то $n_2 = n_1$; если исходить из условия $\tau_{м.н} = \text{const}$, то частоту вращения долота (мин^{-1}) можно подсчитать по формуле

$$n_2 = n_1 \frac{d_{ш2} z_1 D_1}{d_{ш1} z_2 D_2}. \quad (8.37)$$

Подачу промывочной жидкости (л/с), исходя из технологических условий, определяют по формуле

$$Q = \lambda Q_1 \frac{D_2^2 - d_2^2}{D_1^2 - d_1^2}, \quad (8.38)$$

где λ — коэффициент, учитывающий увеличение стесненности кольцевого пространства при переходе на долота меньшего диаметра (при уменьшении диаметра долота на один номер можно принимать $\lambda = 1,07 \div 1,21$); d — наружный диаметр бурильных труб.

Пример 6. Определить осевую нагрузку на долото ЗБ9С ($\eta_{z_2} = 1,36$; $t_{z_2} = 18$ мм; $D_2 = 214$ мм), если рациональная осевая нагрузка на долото ЗБ11С ($\eta_{z_1} = 1,35$; $t_{z_1} = 25$ мм; $D_1 = 269$ мм) составляет 147,5 кН.

По формуле (8.36)

$$G_2 = 147,5 \frac{1,36 \cdot 18 \cdot 214}{1,35 \cdot 25 \cdot 269} = 85,1 \text{ кН.}$$

Пример 7. Определить подачу промывочной жидкости при бурении долотами № 9 с использованием бурильной колонны диаметром 141 мм, если рациональная подача промывочной жидкости при бурении долотами № 11 с использованием бурильной колонны диаметром 168 мм составляет 39 л/с.

Принимая $\lambda = 1,14$, по формуле (8.38) находим

$$Q = 39 \frac{1,14(214^2 - 141^2)}{269^2 - 168^2} = 26,6 \text{ л/с.}$$

Подачу промывочной жидкости (л/с) в турбинном бурении в зависимости от энергетических условий при переходе на долота меньшего диаметра можно определить по формуле

$$Q_2 = Q_1 \frac{D_2}{D_1} \sqrt{\frac{A_{M1}}{A_{M2}}}, \quad (8.39)$$

где A_{M2} и A_{M1} — параметр A_M соответственно для турбины меньшего и большего диаметра, $\frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \text{кН}}$.

При заданной подаче промывочной жидкости для турбины меньшего диаметра A_M определяют по следующей упрощенной формуле:

$$A_{M2}^* = A_{M1} \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^2 \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2. \quad (8.40)$$

Зная A_{M2}^* , можно определить требуемое число ступеней k_2^* турбины турбобура меньшего диаметра:

$$k_2^* = A_{M2}^* / A_{M1(1)}, \quad (8.41)$$

где $A_{M1(1)}$ — параметр A_M одной ступени турбины меньшего диаметра.

Пример 8. Определить подачу промывочной жидкости при бурении долотами условного размера № 9 турбобура Т12МЗ-7 1/2", если при бурении долотами условного размера № 11 на турбобурах Т12МЗ-9" рациональная подача промывочной жидкости составляет 39 л/с.

По формуле (8.39) подача

$$Q = 39 \frac{214}{269} \sqrt{\frac{0,0987}{0,1150}} = 28,7 \text{ л/с.}$$

Пример 9. Определить параметр A_M турбины меньшего диаметра для условий примера 8, если $Q_2 = 26,6$ л/с.

По формуле (8.40)

$$A_{M2}^* = 0,0987 \left(\frac{214}{269} \right)^2 \left(\frac{39}{26,6} \right)^2 = 0,1258 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \text{кН}}.$$

Пример 10. Определить число ступеней турбины меньшего диаметра, если $A_{м2}^* = 0,1258 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\lambda/c)^2 \text{кН}}$ и $A_{м1(1)} = 0,959 \cdot 110^{-3} \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\lambda/c)^2 \text{кН}}$.

По формуле (8.41) число ступеней

$$k_2^* = 0,1258 / (0,959 \cdot 10^{-3}) = 131.$$

КРИТЕРИИ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ ЗАМЕНЫ ДОЛОТА

При работе долота на забое с течением времени проходка возрастает, а мгновенная механическая скорость уменьшается. Если при этом долговечность T_f опор долота выше долговечности T_z рабочей поверхности, то мгновенная рейсовая скорость сначала увеличивается, достигая максимального значения для данных условий, а затем уменьшается. Продолжительность механического бурения, при котором достигается максимум рейсовой скорости, называется *рациональным временем* $t_{б,р}$ работы долота на забое. Это время можно вычислить по следующей приближенной формуле:

$$t_{б,р} = A_{t_{б,р}} \sqrt{t_{сп} + t_{п,п}}, \quad (8.42)$$

где $t_{сп}$ — продолжительность спуска, подъема, замены долота и наращивания бурильной колонны; $t_{п,п}$ — продолжительность промывки и проработки скважины;

$$A_{t_{б,р}} = 1,05 / \sqrt{\theta_z}. \quad (8.43)$$

В формуле (8.43) θ_z — коэффициент износа рабочей поверхности долота характеризует темп падения мгновенной механической скорости в процессе работы долота на забое и представляет собой обратную величину логарифмического декремента убывания указанной скорости; последний равен времени, в течение которого мгновенная механическая скорость уменьшается в e раз (e — основание натурального логарифма). Значение θ_z зависит от абразивных свойств породы, износостойкости рабочей поверхности долота и параметров режима бурения; оно возрастает с увеличением диаметра долота и шага зубьев.

Коэффициент θ_z можно определить опытным путем, воспользовавшись формулой

$$\theta_z = 2,3 \frac{\lg[h_1 / (h_1 - h_2)]}{t_{б1}}, \quad (8.44)$$

где h_1 и h_2 — проходка, выполненная долотом в данном долблении соответственно за время $t_{б1}$ и время $t_{б2} = 2t_{б1}$.

Следует иметь в виду, что уравнение (8.42) получено при условии, что $t_{сп}$ и $t_{п,п}$ для данного долбления не зависят от времени механического бурения. Это, очевидно, справедливо в том случае, когда проходка на долото не превышает длины бурильной трубы.

Кривая $v_p = v_p(t_б)$ имеет асимметричный вид: у восходящей ветви этой кривой темп возрастания более высокий, чем темп падения у нисходящей

ветви кривой. Поэтому при приближенных определениях t_6 допускать ошибку можно лишь в сторону «передержки» долота на забое, так как небольшая «передержка» мало отразится на рейсовой скорости и по сравнению с «недодержкой» даст большую проходку. Кроме того, следует учитывать и то, что продолжительность работы долота, соответствующая минимальному значению себестоимости 1 м проходки, обычно больше (иногда равна) продолжительности работы, соответствующей максимальной рейсовой скорости.

Как правило, на буровых отсутствуют приборы, записывающие кривую $v_p = v_p(t_6)$ и указывающие ее максимум, поэтому $t_{6,p}$ отдельно для каждого долбления не определяют, а используют различные данные, полученные на основе хронометражных наблюдений и статистических материалов, например:

- 1) продолжительность механического бурения $t_{6,p}$;
- 2) проходку на долото, соответствующую $t_{6,p}$;
- 3) конечную механическую скорость v_k , соответствующую максимуму рейсовой скорости;
- 4) отношение конечной механической скорости v_k к начальной v_0 .

Хронометражные наблюдения показывают, что шарошечные долота в большинстве случаев приходится поднимать до достижения максимума рейсовой скорости. Это происходит потому, что долговечность опор шарошечных долот меньше долговечности их рабочей поверхности, а продолжительность спускоподъемных операций и вспомогательных работ сравнительно велика.

Если в данных условиях какие-либо модели долот применяют длительное время, то на основании статистических материалов для них устанавливают время T_f , за которое наступает расстройство опор. Это время равно времени эффективной работы долота на забое $t_{6,з}$. После того как долото проработало на забое в течение времени $t_6 T_f$, его необходимо поднимать, если даже при этом механическая скорость еще сравнительно высока. В турбинном бурении при этом можно еще ориентироваться и на приемистость турбобура, т.е. на значение осевой нагрузки G_{max} .

Таким образом, если $T_f > T_z$ и в процессе бурения необходимо достичь максимума рейсовой скорости, то этими долотами следует бурить до получения указанного максимума в течение времени $t_{6,p}$. Если $T_f < T_z$, то бурить следует в течение времени $t_{6,з} = T_f$. Очевидно, при использовании безопорных долот (лопастные, алмазные и с резцами из твердого сплава) необходимо ориентироваться на $t_{6,p}$, учитывая при этом «потерю» ими диаметра.

При определении необходимости замены долота можно исходить из стоимости 1 м проходки, т.е. поднимать долота тогда, когда стоимость 1 м проходки в процессе долбления снизится до минимума.

Задаваемые бурильщиками значения критериев для установления необходимости замены долота являются ориентировочными, потому что они определяются как среднестатистические величины; качество отдельных долот нестабильно, и условия работы долот в каждом из долблений несколько различаются, поэтому следует пользоваться одновременно несколькими критериями.

Пример 11. Определить рациональное время работы долота на забое, если $t_{с.п} = 7,5$ ч, $t_{п.п} = 0,5$ ч и $\theta_z = 0,16$ ч⁻¹.

По формуле (8.43)

$$A_{t_{б,р}} = 1,05 / \sqrt{0,16} = 2,63.$$

Искомое время $t_{б,р}$ определяем по формуле (8.42):

$$t_{б,р} = 2,63 \sqrt{7,5 + 0,5} = 7,45 \text{ ч.}$$

Пример 12. Определить коэффициент износа θ_z рабочей поверхности долота, если за первые 3 ч работы этим долотом скважина была углублена на 7,5 м и за следующие 3 ч на 4,5 м.

По формуле (8.44)

$$\theta_z = 2,3 \frac{\lg[7,5 / (12 - 7,5)]}{3} = 0,17.$$

8.6. ОЧИСТКА БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА

Своевременная и качественная очистка ствола скважины от осколков выбуренной породы (шлама) повышает показатели работы долот и снижает вероятность осложнений и аварий, что представляет существенный резерв в сокращении сроков и стоимости бурения.

Вопросам очистки скважины посвящены работы Э.А. Аколова, В.Г. Беликова, А.И. Булатова, Г.Г. Габузова, Н.А. Гукасова, А.М. Гусмана, О.М. Гусейнова, А.К. Козодоя, В.И. Липатова, Е.Г. Леонова, А.Х. Мирзаджанзаде, Б.И. Мительмана, Ю.М. Проселкова, Р. Уоккера, С. Уильямса, В.С. Федорова, Н.М. Шерстнева, Р.И. Шищенко и других исследователей.

ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ШЛАМА НА ПОВЕРХНОСТЬ

Анализ современного состояния проблемы очистки ствола бурящейся скважины от выбуренной породы показывает, что нет единого мнения о влиянии режимов течения, показателей свойств бурового раствора, продолжительности промывки и частоты вращения бурильных труб на транспортирующую способность потока бурового раствора. Заключение о влиянии реологических показателей на выносную способность буровых растворов противоречивы, а механический принцип относительности, широко используемый для расчета скорости восходящего потока ньютоновских жидкостей, в случае применения буровых растворов требует экспериментальной проверки. Кроме того, не ясен вопрос о выборе расчетного диаметра частиц выбуренной породы, предназначенных к гидротранспорту по стволу скважины.

Таким образом, из-за отсутствия научно обоснованных рекомендаций по выбору основных параметров промывки, обеспечивающих совершенную очистку ствола скважины, и недостатка формализованных представлений о процессах гидротранспорта шлама составление важнейших ограничений гидравлических программ в настоящее время затруднено. Это не позволяет использовать потенциальные резервы повышения эффективности бурового процесса в результате интенсификации гидротранспорта выбуренной породы по стволу бурящейся скважины.

Статистический анализ исследованных проб бурового шлама позволяет ориентировочно вычислять массовую долю частиц в буровом растворе.

Диаметр частиц, мм	> 1,5±2,2	> 3,0±4,5	> 6±7
Массовая доля частиц, %	78–82	50	5–10

Максимально возможный размер шлама достигает 14–15 мм.

Очевидно, что при расчетах процесса гидротранспорта следует ориентироваться на шлам либо наибольшего размера, либо наибольшего объема. Так, представляется рациональным для предотвращения зашламливания ствола скважины принять меры для удаления частиц размером более 1,5–2 мм, а при внезапных остановках циркуляции предотвратить осаждение наиболее крупных частиц. Однако при сальникообразовании, по-видимому, следует рассматривать возможности удаления или предотвращения образования более мелких частиц, составляющих 20–30 % общей массы шлама, образовавшегося при бурении. Для уточнения этих вопросов необходимо иметь четкое представление о транспортирующей способности буровых растворов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ОСАЖДЕНИЯ ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Согласно механическому принципу относительности, широко практикуемому при проектировании гидротранспорта с использованием ньютоновских жидкостей и газообразных агентов, транспортирующая способность бурового раствора зависит от скорости осаждения взвешенных частиц.

В общем случае при равномерном падении частицы в жидкой изотропной покоящейся среде скорость падения (м/с) определяют по формуле Риттингера

$$u = \left(\frac{4 d_0 \rho_c - \rho}{3 C_f \rho} g \right)^{1/2}, \quad (8.45)$$

где d_0 – характерный размер (для шарообразной частицы – диаметр), м; ρ_c и ρ – плотность частицы и жидкости соответственно, кг/м³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; C_f – коэффициент сопротивления обтеканию частиц.

Согласно формуле (8.45), скорость осаждения частиц в любой жидкости зависит от коэффициента сопротивления обтеканию C_f . Величина C_f в свою очередь, находится в сложной взаимосвязи с критерием Рейнольдса (Re), включающим искомую скорость.

Ввиду отсутствия методики определения скорости осаждения взвешенных частиц в неньютоновских жидкостях, при проектировании процессов гидротранспорта бурового шлама обычно принимают $C_f = \text{const}$, что оправдано в случае турбулентного режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины.

Далее предлагается разработанный Г.Г. Габузовым и Ю.М. Проселковым простой способ определения скорости осаждения шарообразных частиц в безграничной вязкопластичной среде при всех возможных режимах обтекания.

На рис. 8.6 в виде точек представлены опытные данные разных авторов, характеризующие изменения C_f в диапазоне $10^{-1} \leq \text{Re} \leq 5 \cdot 10^5$. Извест-

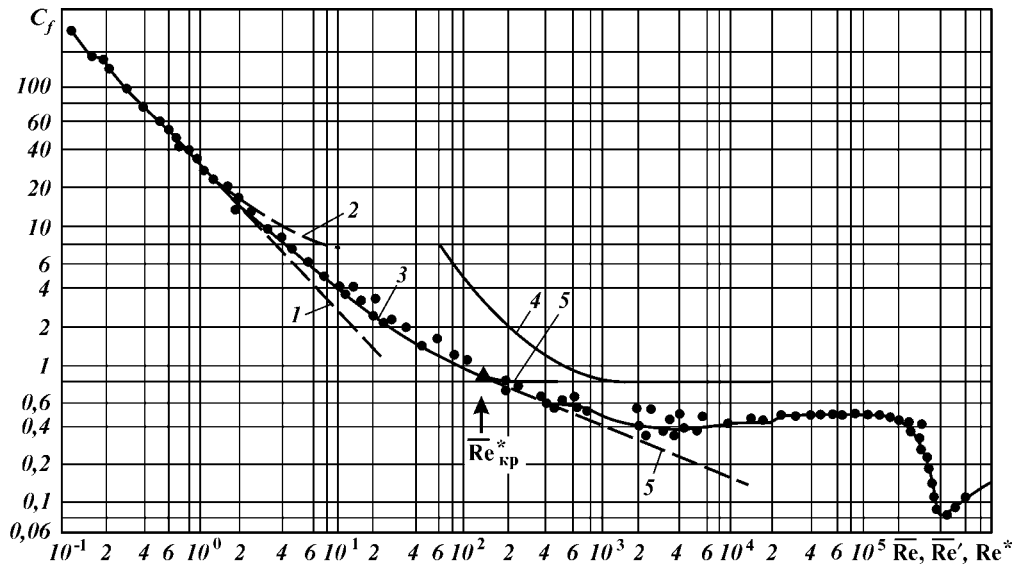


Рис. 8.6. Значения C_f в зависимости от режима обтекания частиц

ны формулы, аппроксимирующие опытные данные в отдельных интервалах Re .

Так, при $Re \leq 1$ справедлива зависимость (кривая 1 на рис. 8.6)

$$C_f = 24\overline{Re}^{-1}; \quad \overline{Re} = \frac{ud_0\rho}{\mu}, \quad (8.46)$$

где μ — абсолютная вязкость жидкости, Па·с.

После подстановки (8.46) в формулу (8.45) можно получить известную зависимость Стокса, выведенную теоретическим путем из дифференциальных уравнений гидродинамики без учета инерционных членов:

$$u = \frac{d_0^2(\rho_q - \rho)g}{18\mu}. \quad (8.47)$$

При $Re \leq 5$ справедлива аналитическая зависимость Озеена (кривая 2 на рис. 8.6), полученная при частичном учете сил инерции:

$$C_f = 24\overline{Re}^{-1}(1 + 1,88\overline{Re}). \quad (8.48)$$

Л.М. Левиным приводится формула, хорошо аппроксимирующая экспериментальные данные (кривая 3 на рис. 8.6) в широком диапазоне изменения критерия Рейнольдса:

$$C_f = 24\overline{Re}^{-1}(1 + 1,17\overline{Re}^{0,665}); \quad 1 < \overline{Re} < 1000. \quad (8.49)$$

При значениях $1000 \leq \overline{Re} \leq 2 \cdot 10^5$ имеет место чисто турбулентный режим обтекания, коэффициент C_f не зависит от \overline{Re} и может быть принят равным приблизительно 0,43 (см. рис. 8.6).

Таблица 8.1

Трансформация данных Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова в новые переменные

Данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова			Перевод данных в новые переменные			
k	a	\overline{Re}'	$\overline{Re} = \overline{Re}' \frac{a+1}{a-1}$	$C_f = \frac{4g}{3k^2}$	$\frac{\tau_0 d_0}{u\eta} = \frac{\overline{Re} C_f}{8a}$	$\overline{Re}^* = \frac{\overline{Re}}{1 + \tau_0 d_0 / (3u\eta)}$
15	1,7	100	386	5,81	165	7
20	2,2	170	454	3,27	85	16
30	3,5	350	630	1,45	32	54
40	7,0	750	997	0,82	15	166

Процесс осаждения частиц в неньютоновских жидкостях изучен недостаточно. Зарубежные исследователи либо ограничиваются рассмотрением качественной стороны вопроса, либо ориентируются на необходимость оперативного определения скорости осаждения частиц по вычисленной скорости сдвига с использованием реограммы, снятой на специальном вискозиметре.

В 1932 г. была издана работа Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова по экспериментальному определению скорости осаждения шарообразных частиц и кубиков в буровом растворе. Опытные данные представлены в координатах $k - \overline{Re}'$:

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3C_f}}; \quad \overline{Re}' = \frac{u d_0 \rho}{\eta + \tau_0 / \gamma}; \quad \gamma = \frac{\tau_0(a-1)}{2\eta}; \quad a = \frac{d_0(\rho_ч - \rho)g}{G\tau_0}, \quad (8.50)$$

где \overline{Re}' – обобщенный критерий Рейнольдса; η – пластическая вязкость, Па·с; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па; γ – средний градиент скорости, равный полусумме градиентов на границе шара и на поверхности возмущения среды, c^{-1} .

Пересчет k на C_f (табл. 8.1) позволил построить графическую зависимость (8.50) в координатах $C_f - \overline{Re}^*$ (кривая 4 на рис. 8.6). Из графика (см. рис. 8.6) следует, что зависимости коэффициента сопротивления обтекания для ньютоновских и вязкопластичных жидкостей не совпадают. Чисто турбулентный режим обтекания начинается при $\overline{Re}' \geq 700$, при этом $C_f = 0,82$ и не зависит от \overline{Re}' . Указанное несовпадение создает соответствующие неудобства.

Так, кривая 4 на рис. 8.6 не может быть с достаточной уверенностью экстраполирована в область малых чисел Рейнольдса, наиболее интересных с точки зрения условий, препятствующих осаждению.

Между тем, экспериментальные данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова могут быть по-новому интерпретированы при условии применения модифицированного определяющего критерия. Покажем это.

Сила тяжести (вес) шарообразной частицы в жидкости

$$G = \pi d_0^3 (\rho_ч - \rho)g/6.$$

Сила сопротивления F при падении шарообразной частицы в любой жидкости равна произведению касательного напряжения сдвига на стенках шара τ^* на площадь поверхности частицы πd_0^2 :

$$F = \tau^* \pi d_0^2.$$

В частном случае, когда действующая сила есть сила тяжести и шар равномерно падает в жидкость, $G = F$, тогда

$$\tau^* = d_0 (\rho_{\text{ш}} - \rho)g/6. \quad (8.51)$$

Решив совместно уравнения (8.47) и (8.51), получим выражение, связывающее τ^* со средним градиентом скорости γ для ньютоновских жидкостей:

$$\tau^* = \mu \bar{\gamma}, \quad (8.52)$$

где

$$\gamma = 3u/d_0. \quad (8.53)$$

Принимая во внимание вид функций, предназначенных для описания реологического состояния жидкостей, и имея в виду зависимости (8.52) и (8.53), для вязкопластичных сред можно записать

$$\tau^* = \tau_0 + \eta \frac{3u}{d_0}. \quad (8.54)$$

Объединив формулы (8.51) и (8.54), получим формулу для расчета скорости падения шарообразной частицы в безграничной вязкопластичной среде без учета инерционных сил:

$$u = \frac{d_0^2(\rho_{\text{ш}} - \rho)g}{18\eta} - \frac{\tau_0 d_0}{3\eta}. \quad (8.55)$$

При $\tau_0 = 0$ зависимость (8.55) превращается в формуле Стокса (8.47).

Совместное решение уравнений (8.45) и (8.55) относительно C_f дает формулу

$$C_f = 24\bar{\text{Re}}^{-1} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right). \quad (8.56)$$

Из этой формулы следует выражение для расчета нового модифицированного критерия Рейнольдса для вязкопластичных сред:

$$\bar{\text{Re}}^* = \bar{\text{Re}}^{-1} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right)^{-1}. \quad (8.57)$$

В табл. 8.1 выполнен перерасчет критерия $\bar{\text{Re}}'$ на $\bar{\text{Re}}^*$. В результате кривая 4 на рис. 8.6 переместилась влево и полностью совместилась с кривой 3, отображающей зависимость $C_f(\bar{\text{Re}})$ для ньютоновских жидкостей. При этом критическое значение нового модифицированного критерия Рейнольдса $\bar{\text{Re}}^*$ оказалось равным приблизительно 170.

Согласно графику (см. рис. 8.6), при развитом турбулентном режиме обтекания

$$C_{f1} \approx 0,82 = \text{const} \quad (8.58)$$

при $\bar{\text{Re}}^* \geq 170$.

Поскольку экспериментальные данные для вязких жидкостей аппроксимируются зависимостью (8.49), для *структурного и переходного режимов обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью* можно записать

$$C_{f2} = 24(\overline{\text{Re}}^*)^{-1}[1 + 0,17(\overline{\text{Re}}^*)^{0,665}] \quad (8.59)$$

при $1 < \overline{\text{Re}}^* < 170$.

При структурном режиме обтекания скорость осаждения следует вычислять по формуле (8.55), которую можно получить также из формулы (8.45) путем подстановки значения

$$C_{f3} = 24(\overline{\text{Re}}^*)^{-1} \quad (8.60)$$

при $\overline{\text{Re}}^* \leq 1$.

Таким образом, зависимости (8.59) и (8.60) для расчета коэффициента сопротивления при обтекании шарообразной частицы безграничной вязкопластичной жидкостью совпадают с классическими формулами для ньютоновских жидкостей при замене критерия Рейнольдса новым модифицированным критерием $\overline{\text{Re}}^*$, вычисленным по формуле (8.57).

Коэффициент сопротивления при развитом турбулентном режиме обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью примерно в 2 раза больше по сравнению со значением для случая с ньютоновской жидкостью.

В момент перехода к развитому турбулентному режиму обтекания выражение (8.57) примет вид

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^* = \overline{\text{Re}}_{\text{кр}} \left(1 + \frac{\overline{\text{He}}}{3\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}} \right)^{-1} \approx 170; \quad (8.61)$$

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}} = u_{\text{кр}} d_0 \rho / \eta; \quad \overline{\text{He}} = \tau_0 d_0^2 \rho / \eta^2,$$

где $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^*$ – критическое значение модифицированного критерия Рейнольдса; $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}$ – критическое значение критерия Рейнольдса, подсчитанное по критической скорости осаждения $u_{\text{кр}}$; $\overline{\text{He}}$ – критерий Хедстрема для шарообразных частиц диаметром d_0 .

Из выражения (8.61) следует

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}} = 85 + (85^2 + 57\overline{\text{He}})^{1/2}. \quad (8.62)$$

При достаточно высоких значениях $\overline{\text{He}}$ зависимость (8.62) можно упростить:

$$u_{\text{кр}} = 7,5\sqrt{\tau_0 / \rho}. \quad (8.63)$$

Так, погрешность расчета $u_{\text{кр}}$ при использовании формулы (8.63) взамен выражения (8.62) составит: 3,5 % при $\overline{\text{He}} = 10^5$; 2,5 % при $\overline{\text{He}} = 3 \cdot 10^5$; 1,6 % при $\overline{\text{He}} = 5 \cdot 10^5$.

Сопоставив формулу (8.63) с известной зависимостью для расчета критической скорости потока в кольцевом пространстве, можно убедиться, что последняя почти в 3 раза больше критической скорости осаждения частиц. Таким образом, количественно подтвержден вывод Р.Ф. Уханова о возможности турбулентного режима обтекания частиц при структурном (квазиламинарном) режиме течения вязкопластичной жидкости в кольцевом пространстве бурящейся скважины.

Согласно формуле (8.57), выражение для расчета эффективной вязкости следует представить в виде

$$\bar{\eta}^* = \eta \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right). \quad (8.64)$$

Учитывая доказанное условие идентичности формул и имея в виду формулу (8.64), запишем зависимость О.М. Тодеса и Р.Б. Розенбаума, предназначенную для расчета скорости обтекания шарообразных частиц в ньютоновских жидкостях, в виде

$$\begin{aligned} \bar{Re}^* &= \bar{Ar}^* \left[18 + 0,61 (\bar{Ar}^*)^{0,5} \right]^{-1}; \\ \bar{Re}^* &= \bar{Re} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right)^{-1}; \quad \bar{Ar}^* = \bar{Ar} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\eta} \right)^{-2}; \end{aligned} \quad (8.65)$$

$$\bar{Re} = \frac{ud_0\rho}{\eta}; \quad \bar{Ar} = \frac{d_0^3(\rho_{\text{ч}} - \rho)\rho g}{\eta^2}; \quad 0 \leq \bar{Re}^* < 170,$$

где \bar{Re}^* , \bar{Ar}^* — модифицированные критерии Рейнольдса и Архимеда соответственно.

После преобразования выражений (8.65) получим

$$\bar{Re} = \frac{\bar{Ar} - 6\bar{He}}{16 + 0,6\sqrt{\bar{Ar}}}. \quad (8.66)$$

Уравнение (8.66) позволяет определять в явном виде скорость осаждения частиц при квазиламинарном и переходном режимах обтекания ($\bar{Re} < \bar{Re}_{\text{кр}}$) по вычисленным значениям критериев \bar{He} и \bar{Ar} .

При развитом турбулентном режиме обтекания ($\bar{Re} \geq \bar{Re}_{\text{кр}}$) следует принять $C_t \approx 0,82 = \text{const}$ и вычислять скорость осаждения непосредственно по уравнению Риттингера (8.45).

Для примера определим скорость осаждения шарообразных частиц шлама диаметром 0,01 м в структурном потоке вязкопластичной жидкости при условиях: $\tau = 5$ Па; $\eta = 0,015$ Па·с; $\rho = 1300$ кг/м³; $\rho_{\text{ч}} = 2300$ кг/м³.

Вычислим критерии \bar{He} и \bar{Ar} :

$$\bar{He} = \frac{\tau_0 d_0^2 \rho}{\eta^2} = \frac{5 \cdot 0,01^2 \cdot 1300}{0,015^2} = 2890;$$

$$\bar{Ar} = \frac{d_0^3 (\rho_{\text{ч}} - \rho) \rho g}{\eta^2} = \frac{0,01^3 (2300 - 1300) 1300 \cdot 9,81}{0,015^2} = 56,6 \cdot 10^3.$$

Подставляя найденные значения \overline{Ne} и \overline{Ar} в формулу (8.66), получаем

$$\overline{Re} = \frac{56,6 \cdot 10^3 - 6 \cdot 2890}{18 + 0,61 \sqrt{56,6 \cdot 10^3}} = 240,$$

откуда

$$u = \frac{\overline{Re} \eta}{d_{op}} = \frac{240 \cdot 0,015}{0,01 \cdot 1300} = 0,27 \text{ м/с.}$$

По формуле (8.62)

$$\overline{Re}_{кр} = 85 + (85^2 + 57 \cdot 2890)^{1/2} = 500.$$

Поскольку $\overline{Re} < \overline{Re}_{кр}$, то применение уравнения (8.66) правомерно.

Таким образом, аналитико-экспериментальным путем установлены закономерности изменения скоростей осаждения частиц шлама в покоящихся буровых растворах и режимов обтекания. Обнаружена адекватная аппроксимация опытных данных классическими зависимостями для ньютоновских жидкостей при условии замены в определяющих критериях абсолютной вязкости на новую эффективную ($\overline{\eta}^*$). Критериальное уравнение (8.66) позволяет определить в явном виде скорости осаждения частиц шлама при квазиламинарном и переходном режимах обтекания. Определены условия перехода к турбулентному режиму обтекания, обуславливающие адекватный расчет скорости осаждения по формуле Риттингера при постоянном значении коэффициента сопротивления ($C_f = 0,82$) обтекания частиц.

9 **БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ** ГЛАВА **И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

9.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет следующее:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;
- улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Направленной будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль запроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений направленные скважины эффективны во многих других случаях:

- при бурении в обход осложненных зон горных пород;
- при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;
- при глушении открытых фонтанов;
- при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

Горизонтальная скважина — это скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2–10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые, неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин — их сравнительно высокая стоимость. В начале 1980-х годов стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6–8 раз. В конце 1980-х годов это соотношение понизилось до 2–3 раз. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, если извлекаемые запасы из направленной скважины во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной, причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

9.2. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляют применительно к конкретной си-

туации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятствия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования — все это играет роль при создании проекта на сооружение направленной скважины.

Направленная скважина представляет собой сложное подземное сооружение, включающее вертикальную или наклонную выработку в глубь земной коры, переходящую в горную выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных колонн и цементных оболочек, фильтр в зоне разрабатываемого нефтяного или газового пласта.

Сконструировать направленную скважину значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проходку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины. Обсудим особенности проектирования направленных скважин.

ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ (ТРАССЫ) НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Конфигурация ствола скважины обуславливается многими причинами, главные из которых следующие:

- одиночная скважина или куст скважин сооружается в данном месте;
- наличие препятствий для заложения устья над забоем скважины;
- расположение фильтра (вертикально, наклонно или горизонтально).

Конфигурация ствола скважины должна обеспечить:

- высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;
- минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;
- свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;
- надежную работу внутрискважинного оборудования;
- возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
- минимальные затраты на сооружение скважины.

При кустовом бурении профиль направленных скважин должен обеспечить заданную сетку разработки месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте.

Проектирование конфигурации направленной скважины заключается в выборе типа и вида профиля, в определении необходимых параметров:

- глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;

- длины вертикального участка;

- значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования и на проектной глубине.

Конфигурацию направленной скважины выбирают с учетом:
назначения скважины;
геологических и технологических особенностей проводки ствола;
установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;
установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа (рис. 9.1):

- 1 – тангенциальные скважины;
- 2 – S-образные скважины;
- 3 – J-образные скважины.

Скважины типа 1 отклоняют вблизи поверхности до угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают проходку до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип часто применяют для скважин умеренной глубины в простых геологических условиях, когда не используют промежуточные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна может быть установлена внутри интервала искривления или за ним, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

Тип 2 скважин предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом; S-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и другие геологические факторы требуют использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для бурения направленной скважины в целях глушения другой, фонтанирующей, скважины. Он также

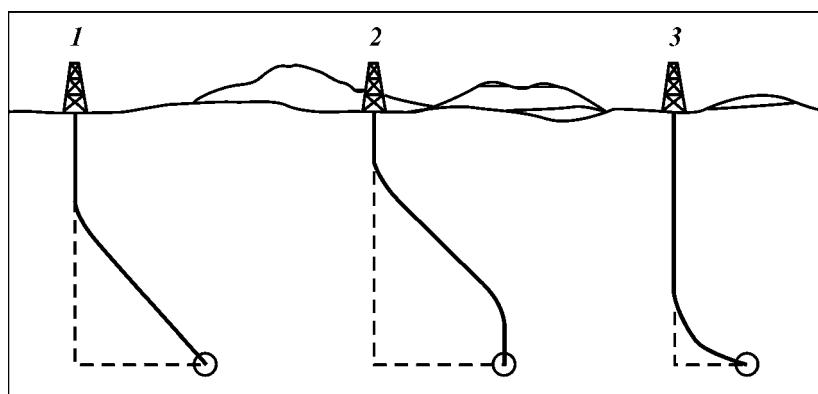


Рис. 9.1. Основные типы вертикальных проекций наклонно направленных скважин

рационален, когда необходимо развести забои скважин при бурении их с одной платформы (например, при бурении в открытом море).

Тип 3 скважин предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем типы 1 и 2. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. К J-образным можно отнести также горизонтальные скважины.

Приведем несколько примеров применения направленных скважин различных типов.

Направленное бурение делает возможным добычу нефти из пластов, расположенных под морским дном на большом удалении от берега. Для эффективной разработки большинства морских нефтяных и газовых месторождений необходимо пробурить много скважин. Однако стоимость эксплуатационных платформ в открытом море намного больше стоимости добытой нефти или газа из одиночной скважины. Метод направленного бурения позволяет бурить много скважин с одной платформы в разные точки коллектора, располагая забои скважин по оптимальной сетке (рис. 9.2, скв. А). Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами (см. рис. 9.2, скв. В). Однако в этом случае применимы скважины не только 2-го, но и 1-го типа.

Использование направленных скважин для глушения открытого вы-

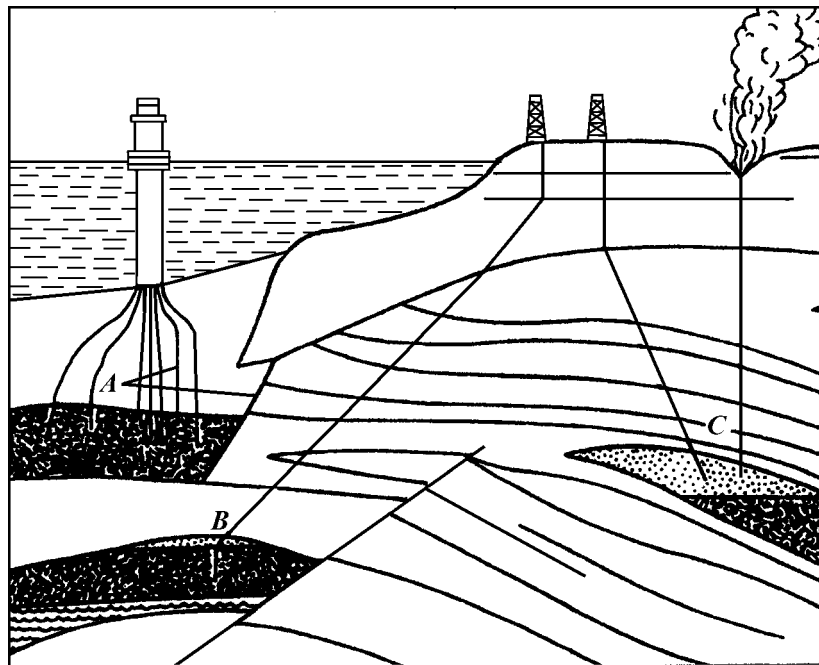


Рис. 9.2. Направленные скважины при бурении на море и для глушения открытых неуправляемых фонтанов

броса стало обычным (см. рис. 9.2, скв. С). Специальная разгрузочная скважина выполняет свою функцию даже тогда, когда ее забой находится на некотором расстоянии от ствола фонтанирующей скважины; эта технология допускает расстояние между забоями до 3,5 м.

Большое число направленных скважин пробурено на пласты, недостижимые вертикальными скважинами с поверхности из-за таких препятствий, как холмы, озера, крупные строения (рис. 9.3, скв. А). Другие скважины пробурены в обход геологических препятствий. Так, скв. В была пробурена в солевом куполе, зацементирована и перенаправлена в нефтеносный пласт под куполом.

Бурение стволов скважин через соль осложнено их размывом, ухудшением свойств бурового раствора, потерей циркуляции. Эти осложнения настолько тяжелые, что часто приходится бурить в обход соляного купола (см. рис. 9.3, скв. С), чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними. Отметим, что скв. А пробурена по 1-му типу, а скв. В и С — по 3-му типу скважин.

Бурение через разлом лучше осуществлять под прямым углом к плоскости сдвига (скв. D), однако возникает опасность осложнений при прохождении разлома, которые можно исключить проходкой скважины под ним (скв. E).

Другие случаи (рис. 9.4) включают эксплуатацию многопластовой залежи одиночной скважиной (А), выпрямление самопроизвольно отклонившейся скважины (В), обход прихваченного в скважине инструмента (С). Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи, может быть частично затампонирована (D) и отклонена в нефтеносную зону для того,

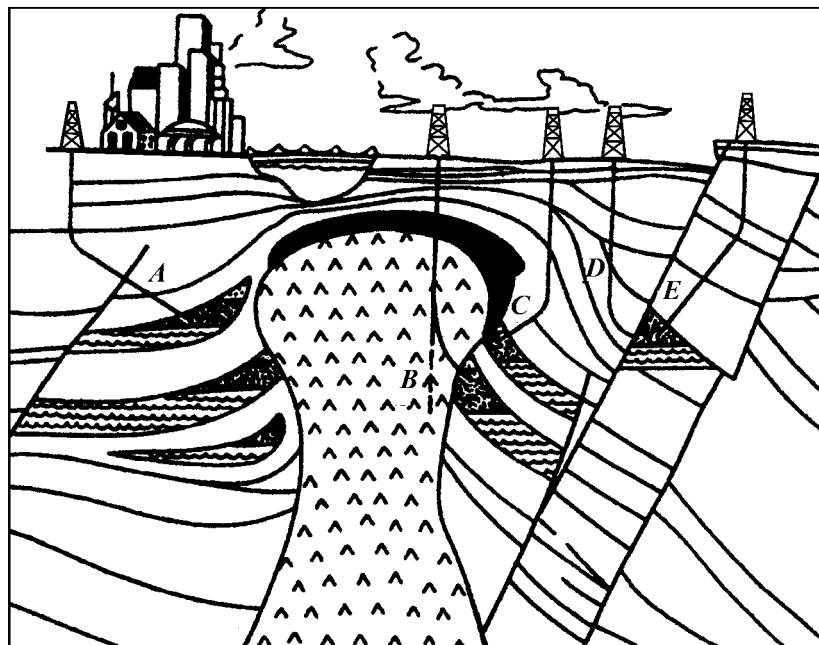


Рис. 9.3. Варианты направленного бурения в обход препятствий и под соляной купол

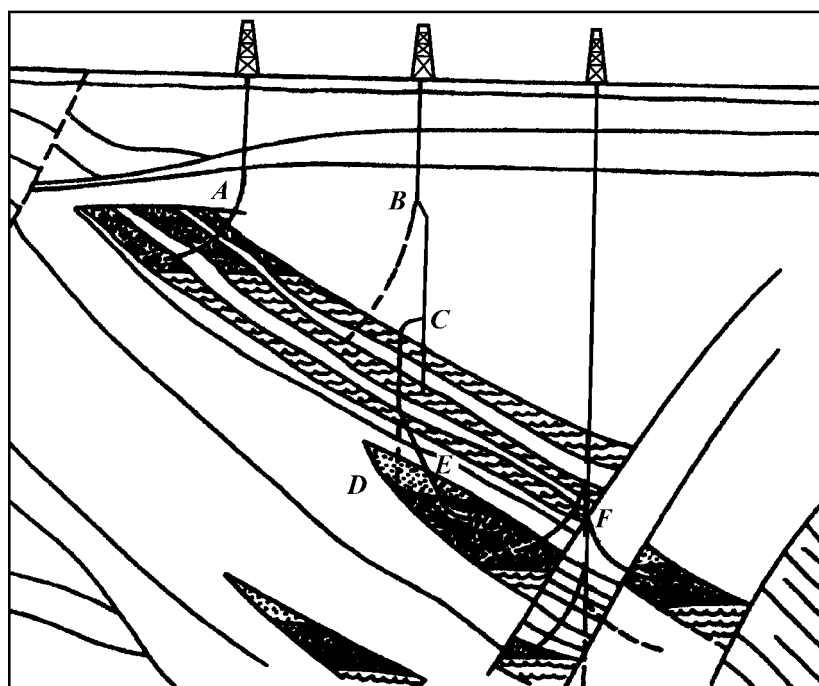


Рис. 9.4. Направленные и многозабойные скважины, в том числе с исправленными траекториями

чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарная продуктивность может быть максимизирована посредством бурения горизонтального дренажного ствола (*E*), чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной скважиной (*F*).

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКЦИЙ СТВОЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для построения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

- 1) состав проходимых пород;
- 2) подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;
- 3) тип бурового раствора и конструкция скважины;
- 4) размеры ствола;
- 5) потенциальные возможности оборудования.

На рис. 9.5 показан план ствола скважины по 1-му типу. На плане изо-



Рис. 9.5. Плановые проекции наклонно направленной скважины: а – вертикальная; б – горизонтальная

бражены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная. Вертикальную проекцию вычерчивают на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель. Отклонение забоя – это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Его вычерчивают в масштабе глубины. На рис. 9.5 отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина (TVD) – 3000 м; измеренная глубина (MD) – длина ствола скважины – 3100 м. Значение MD всегда больше значения TVD, причем разность между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны и выполаживания, незапланированных отклонений.

Вид в плане показывает расположение проекции скважины на горизонтальной плоскости с истинным направлением севера (географического) вверх листа. В прямоугольной системе координат горизонтальное направление ствола скважины указывают числом градусов на восток или запад по отношению к северу или к югу. Рассматриваемая скважина имеет ствол, направленный к юго-востоку под углом $20^{\circ}45'$. Это обозначается следующим образом: S $20^{\circ}45'$ E. Направление скважины можно также обозначить азимутом – числом градусов по часовой стрелке от севера (север – 0, юг – 180, восток – 90, запад – 270). Азимут скважины $159^{\circ}15'$. На горизонтальном плане также показывают в масштабе величину отклонения, при этом горизонтальный масштаб может отличаться от вертикального (в данном случае горизонтальный масштаб больше вертикального в 2 раза).

Скважина, изображенная на рис. 9.5, бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла $20^{\circ}45'$ на юго-восток (точка начала отклонения обозначается аббревиатурой КОР – kick-

off point). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600–900 м и достигают его конечного значения $22^{\circ}30'$ на глубине 900 м. Среднюю скорость набора кривизны можно определить по формуле 10 (конечный угол – начальный угол)/(конечная MD – начальная MD).

Для данной скважины

$$10(22,5 - 0,0)/(900 - 600) = 0,8^{\circ}/10 \text{ м.}$$

Дуга окружности, по сравнению с другими формами профиля, позволяет достичь минимального сопротивления участка скважины движению труб при одинаковом изменении ее зенитного угла на данном участке, поэтому целесообразно все искривленные участки профиля направленной скважины проектировать в виде дуги окружности. При этом длину каждого участка профиля, а также вертикальную и горизонтальную проекции, можно подсчитать по формулам, приведенным в табл. 9.1.

Направленные скважины, которые бурят по 2-му типу профиля, имеют следующие технологические недостатки:

требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;

интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;

при подъеме бурильной колонны из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;

значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме колонны бурильных труб из скважины в случае бурения по 2-му типу скважин на 35 % выше, чем при бурении по 3-му типу, и на 20 % выше, чем при бурении по 1-му типу скважин.

Применение 1-го и 3-го типов направленных скважин взамен 2-го позволяет на практике:

уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;

минимизировать длину участка начального искривления;

Таблица 9.1

Формулы для расчета проекций и длин участков профиля скважины

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	H_b	H_b
Начального искривления	$R(1 - \cos Z)$	$R \sin Z$	$ZR/57,296$
Увеличения зенитного угла	$R(\cos Z_2 - \cos Z_1)$	$R(\sin Z_2 - \sin Z_1)$	$(Z_2 - Z_1)R/57,296$
Уменьшения зенитного угла	$R(\cos Z_1 - \cos Z_2)$	$R(\sin Z_1 - \sin Z_2)$	$(Z_1 - Z_2)R/57,296$
Тангенциальный длиной L	$L \sin Z_L$	$L \cos Z_L$	L

Примечание. Обозначения: Z, Z_1, Z_2 – зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка; Z_L – зенитный угол тангенциального участка; R – радиус кривизны участка профиля.

осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

наиболее полно использовать вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, 1-й и 3-й типы направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами 2-го типа.

ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя из геологической и промысловой характеристик конкретной площади. Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно: а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола; б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважин из-под башмака предыдущей обсадной колонны; в) выбор конструкции фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью выполнения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений. В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до 70° . В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

Как правило, под кондуктор бурят вертикальный ствол, если коэффициент отклонения, равный отношению горизонтального смещения забоя к длине вертикального участка скважины, не более 0,7. Выбор глубины спуска первой технической колонны необходимо увязывать не только с геологическими условиями разреза и степенью сложности условий бурения, но и с конфигурацией направленной скважины, определяющей возможность спуска обсадной колонны на заданную глубину в необсаженном наклонном стволе с учетом действующих на нее сил сопротивления.

ОСОБЕННОСТИ ПРОФИЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола будем понимать его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

При расчете профиля этой части горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения забоя от вертикали необходимо задавать значение зенитного угла на проектной глубине. Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную плоскости. Вертикальную и горизонтальную проекции, а также длину каждого участка профиля можно определить, используя приведенные выше формулы (см. табл. 9.1).

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким (ультракоротким) радиусом.

Горизонтальные скважины с *большим* радиусом кривизны (>190 м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600–1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать максимальную интенсивность искривления ($0,7–2^\circ$ на 10 м проходки).

Горизонтальные скважины со *средним* радиусом кривизны (60–190 м) применяют как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин $3–10^\circ$ на 10 м при длине горизонтального участка 450–900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с *малым* радиусом искривления (10–60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляют $0–25^\circ$ на 1 м проходки при длине горизонтального участка 90–250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб, поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким (<10 м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения. Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка ствола. Эти характеристики скважины зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, прочности пород и устойчивости разреза. В продуктивных пластах небольшой мощности (5–15 м) при глубине их залегания до 2000 м рекомендуется вписывать горизонтальный участок ствола в среднюю часть пласта по траектории, параллельной кровле и подошве. Низкопроницаемые пласты значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью целесообразно разбуривать параллельными горизонтальными стволами. Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, когда продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослойками, причем сведения о таком «слоеном

пироге» недостаточно точные, то такие пласты рекомендуется вскрывать волнообразным стволом.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используют для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели. При этом следует иметь в виду применение трех основных типов профилей, описанных выше:

- 1) тангенциальный, состоящий из трех участков – вертикального, набора зенитного угла и наклонного прямолинейного;
- 2) S-образный, состоящий из пяти участков – вертикального, набора зенитного угла, наклонного прямолинейного, уменьшения зенитного угла и вертикального;
- 3) J-образный, состоящий из двух участков – вертикального и набора зенитного угла.

Любые другие профили скважин являются либо промежуточными, либо комбинацией упомянутых трех типов.

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

- глубина проектного забоя;
- отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;
- азимут цели по отношению к устью;
- конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для 1-го и 2-го типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны; для 3-го типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющимися устройствами.

Наиболее целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых сравнительно твердых породах, причем траек-

тория набора и уменьшения кривизны должна соответствовать окружности определенного радиуса. Это позволит свести к минимуму опасность образования желобов и силы трения при спускоподъемных операциях.

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как можно меньше, однако его значение часто ограничено снизу следующими требованиями:

при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должны возникать запределные напряжения;

обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений;

должны быть обеспечены спуск и нормальная работа как в открытом стволе, так и в обсадной колонне глубинных приборов и погружного оборудования.

РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Для профиля 1-го типа (рис. 9.6) необходимое значение максимального зенитного угла находят по формуле

$$\cos \alpha = \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}}{(R-A)^2 + H^2},$$

где R — радиус искривления 2-го участка ствола, м; A — смещение забоя от вертикали, м; H — интервал глубин по вертикали 2-го и 3-го участков ствола скважины, м.

Длину 2-го и 3-го участков, их вертикальных и горизонтальных проекций определяют по формулам, приведенным в табл. 9.2.

При расчете профиля 2-го типа (рис. 9.7) сначала устанавливают длину 5-го вертикального участка. Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее общей мощности залежи плюс 5–10 % от нее. Указанная величина превышения длины 5-го участка над мощностью залежи обусловлена часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце 4-го участка ствола.

Необходимый зенитный угол 3-го участка ствола определяют из следующей формулы:

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H (R_0 - A) \sqrt{[(H_2)^2 - A(2R_0 - A)]}}{[H^2 - (R_0)^2] - A(2R_0 - A)},$$

где $R_0 = R_1 + R_2$; $H = H_0 - H_b - H_3$.

Длину участков профилей, их горизонтальных и вертикальных проекций определяют с помощью формул, приведенных в табл. 9.3.

При расчете профиля 3-го типа (рис. 9.8), когда известны глубина скважины, длина 1-го вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют радиус искривления 2-го участка. Кроме того, может быть задан угол с продуктивным пластом (угол между осью ствола скважи-

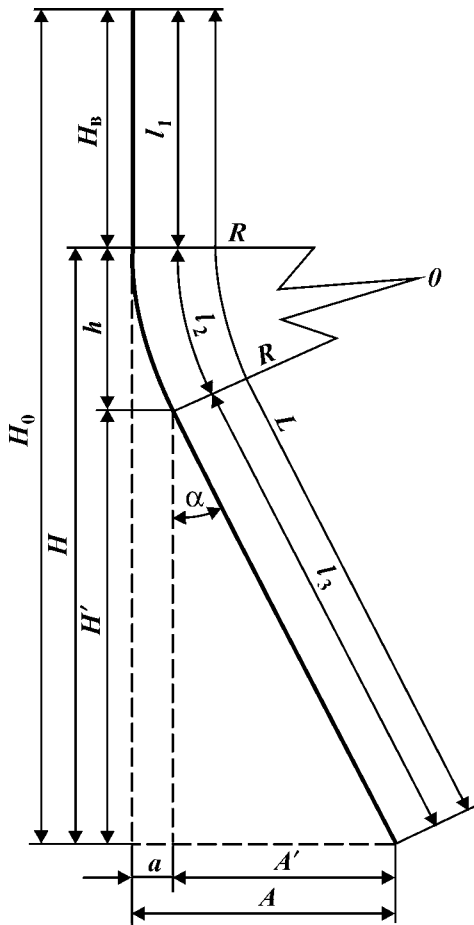


Рис. 9.6. Вертикальная проекция направленной скважины тангенциального (1-го) типа

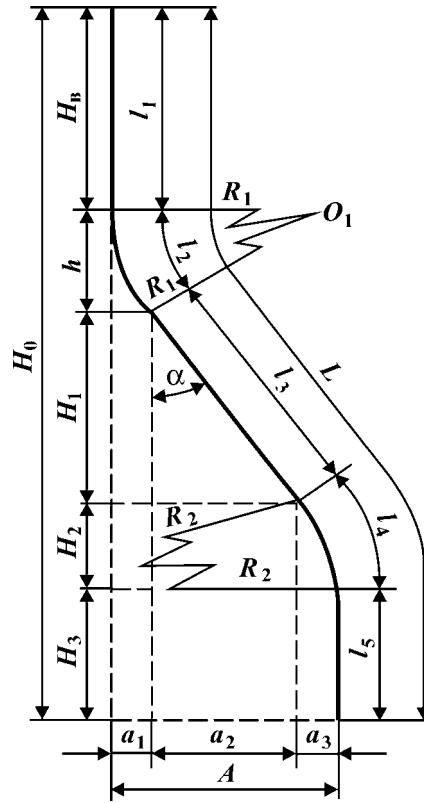


Рис. 9.7. Вертикальная проекция направленной скважины S-образного (2-го) типа

ны и плоскостью напластования). Тогда зенитный угол в месте входа в пласт

$$\alpha = 90 - \gamma - \beta,$$

где γ — угол встречи скважины с пластом; β — угол падения пласта.

Таблица 9.2

Формулы для расчета профиля 1-го типа (см. рис. 9.6)

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_b$	—	H_b
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,0174Ra$	$a = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H' / \cos \alpha$	$A' = H' \operatorname{tg} \alpha$	$H' = H_0 - (H_b + h)$
Длина ствола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_b + h + H'$

Формулы для расчета профиля 2-го типа (см. рис. 9.7)

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_b$	—	H_b
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,0174R_1a_1$	$a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$
Прямой наклонный	$l_3 = H_1 / \cos \alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha$	$H_1 = H_0 - H_b - H_3 - R_0 \sin \alpha$
Уменьшения зенитного угла	$l_4 = 0,01745R_2a_3$	$a_3 = R_2(1 - \cos \alpha)$	$H_2 = R_2 \sin \alpha$
Нижний вертикальный	$l_5 = H_3$	—	H_3
Длина ствола	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_b + h + H_1 + H_2 + H_3$

Кроме того,

$$\cos \alpha = 1 - A/R.$$

Длину вертикальной части ствола скважины можно при необходимости корректировать, изменяя угол входа скважины в пласт.

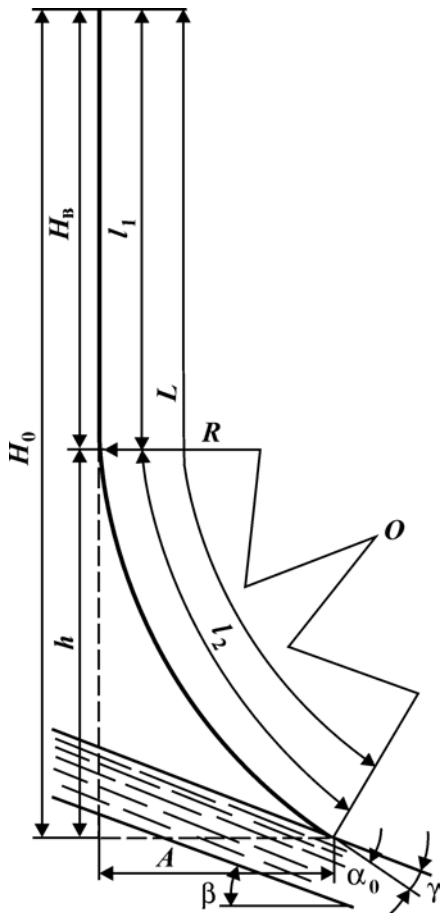


Рис. 9.8. Вертикальная проекция направленной скважины J-образного (3-го) типа

Таблица 9.4

Формулы для расчета профиля 3-го типа (см. рис. 9.8)

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный Набора зенитного угла Длина ствола	$l_1 = H_b$ $l_2 = 0,0174RA$ $L = l_1 + l_2$	— $A = R(1 - \cos \alpha)$ A	$h = R \sin \alpha$ $H_0 = H_b + h$

Для расчета длин участков, вертикальных и горизонтальных проекций ствола скважины используют формулы, приведенные в табл. 9.4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ИСКРИВЛЕНИЯ ПРИ НАБОРЕ КРИВИЗНЫ СКВАЖИНЫ

Как указывалось выше, радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1. Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать $1,5^\circ/10$ м проходки.
2. В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.
3. Должно быть исключено образование желобов в искривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено величиной давления замков на стенки ствола скважины:

$$R > 12P/Q,$$

где P — осевое усилие, действующее на бурильные трубы; Q — допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины; 12 — средняя длина половины бурильной свечи.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение Q можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости — 20–30 кН, для пород твердых и крепких — 40–50 кН.

4. Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб σ_T :

$$R > dE/(2\sigma_T),$$

где d — наружный диаметр бурильных труб; E — модуль Юнга.

5. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$$R > 0,25 L_j^2 [0,74(D - d_i) - K],$$

где L_j , d_i — соответственно длина и наружный диаметр забойного двигателя; D — диаметр долота; K — зазор, выбираемый на основании геологиче-

ских условий ($K = 0$ для твердых пород, $K = 0,003 \div 0,006$ м для мягких и средних).

При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала. Это требование обеспечивается при условии

$$R > E_k d_T / (2\sigma_T),$$

где E_k , σ_T — соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб; d_k — наружный диаметр обсадной колонны.

6. В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

$$R > L^2 / [8(d_b - d_n - k)],$$

где L — длина спускаемого в колонну погружного устройства; d_b — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; d_n — диаметр спускаемого в колонну погружного устройства; k — зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства (в большинстве случаев можно принять $k = 0,0015 \div 0,003$ м).

Выбранный на основании приведенных выше ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5–10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения. Значение радиуса искривления корректируют на основании сравнения осевого усилия, возникающего при подъеме буровой колонны из искривленной скважины, с допустимым его значением для данной буровой колонны и буровой установки.

Профиль направленной скважины строят следующим образом.

Чтобы построить горизонтальную проекцию, сначала наносят точку, обозначающую устье скважины, затем с помощью транспорта из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нем в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности (границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной).

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые предварительно вычислены по приведенным выше формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

9.3. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ТРАЕКТОРИЮ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Термин «забойная компоновка» относится к комбинации утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов, оборудования и устройств, расположенных непосредственно над долотом. При направленном бурении, особенно роторном, в забойной компоновке используют эффекты, которые приводят к увеличению, уменьшению или стабилизации угла наклона. Забойная компоновка для роторного бурения не может применяться для управления горизонтальным направлением ствола или в точках начала изменения направления (КОР); однако специфические забойные компоновки бывают полезны для изменения угла наклона скважины, если она уже искривлена.

Все части бурильной колонны до некоторой степени гибкие. Стандартная бурильная труба очень гибкая и легко искривляется при сжатии; по этой причине верхнюю часть бурильной колонны обычно в процессе бурения поддерживают в растянутом состоянии. И даже толстостенные утяжеленные бурильные трубы (УБТ), устанавливаемые в призабойной части бурильной колонны, достаточно гибкие, чтобы изогнуться там, где они лишены боковой опоры.

Изменение забойной компоновки дает возможность бурильщику управлять величиной и направлением изгиба бурильной колонны и таким образом увеличивать, уменьшать или поддерживать угол отклонения забоя так, как это желательно.

Бурение направленных скважин большого диаметра (8–12") обычно легче, чем бурение скважины малого диаметра. Утяжеленные и обычные бурильные трубы большого размера жестче и, следовательно, менее подвержены изгибу и закручиванию в одних и тех же проходимых породах. Они также больше весят, давая бурильщику большую возможность изменять диапазон нагрузки на долото. И хотя их большая внешняя поверхность создает большие сопротивления на контакте со стенкой ствола, этот недостаток менее значителен, чем преимущества, и поэтому их использование стало обычной практикой в направленном бурении.

ОПОРНЫЕ ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ

Стабилизатор, установленный непосредственно над долотом, действует как боковая опора.

В скважинах, составляющих с вертикалью 3° и более, утяжеленные бурильные трубы выше разгруженной части опираются на нижнюю часть стенки скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части. При этом по мере углубления ствола увеличивается угол его наклона (рис. 9.9). Такая тенденция называется *опорным эффектом*. Забойные компоновки, использующие опорный эффект для увеличения угла наклона ствола скважины, также называют *наращивающими*.

Скорость наращивания угла с опорными компоновками можно регулировать выбором соответствующего размера утяжеленных бурильных труб путем использования коротких утяжеленных труб и переводников между стабилизатором и долотом, распределением других стабилизаторов

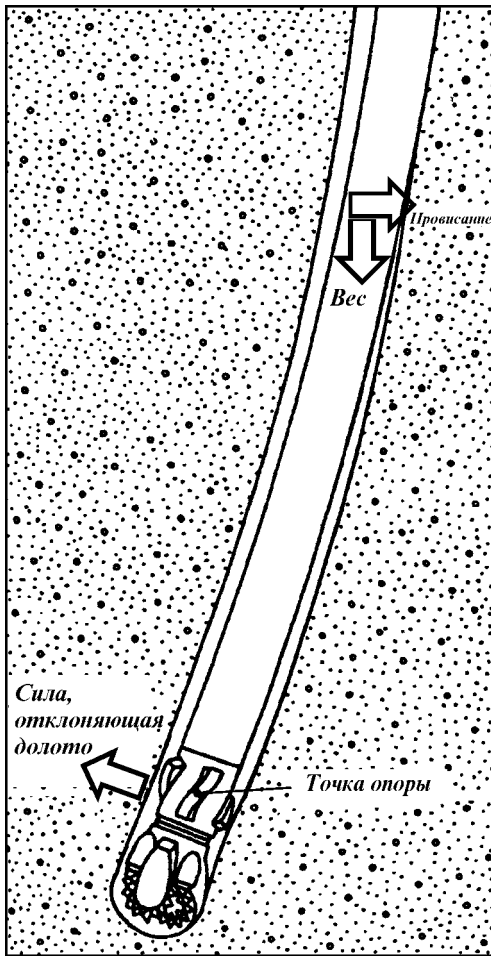


Рис. 9.9. Опорный эффект от провисания УБТ

соответственно выше забойной части утяжеленных труб и регулированием нагрузки на долото и скорости циркуляции.

Более гибкие компоновки выше точки опоры ускоряют наращивание угла наклона ствола скважины. Утяжеленные трубы меньшего диаметра провисают и изгибаются легче, чем большего диаметра.

Увеличение нагрузки заставляет забойную компоновку изгибаться далее в направлении начального прогиба. Если применяется умеренная циркуляция, достаточная для очистки долота и стабилизаторов, то наращивание угла наклона интенсифицируется, особенно в мягких породах.

МАЯТНИКОВАЯ КОМПОНОВКА

В гибких компоновках, поддерживаемых стабилизатором, установка одной или двух утяжеленных труб над долотом вместо наддолотного стабилизатора приводит к тому, что УБТ под стабилизатором стремятся занять вертикальное положение (рис. 9.10).

В рассматриваемой скважине гравитационные силы на долоте действуют в направлении нижней стенки ствола, создавая при бурении условия для уменьшения угла наклона ствола скважины. Этот принцип известен как эффект маятника (отвеса). Забойную компоновку, используемую для уменьшения угла отклонения от вертикали, иногда называют «падающей» компоновкой (эффект маятника также используют, чтобы сохранить вертикальный курс в местах самопроизвольного искривления ствола).

В маятниковых компоновках расстояние между стабилизатором и долотом зависит от жесткости утяжеленных труб. Если используют гибкие утяжеленные трубы меньшего диаметра, то стабилизатор желательно поместить в бурильной колонне ниже, чтобы удерживать утяжеленные трубы от чрезмерного провисания на противоположную стенку скважины. Эффект маятника аннулируется, если УБТ контактируют с нижней стороной ствола между долотом и стабилизатором.

Утяжеленные трубы малого диаметра также способствуют уменьшению нагрузки на долото, в результате чего снижается скорость бурения.

Рис. 9.10. Эффект маятника (отвеса) от провисания УБТ

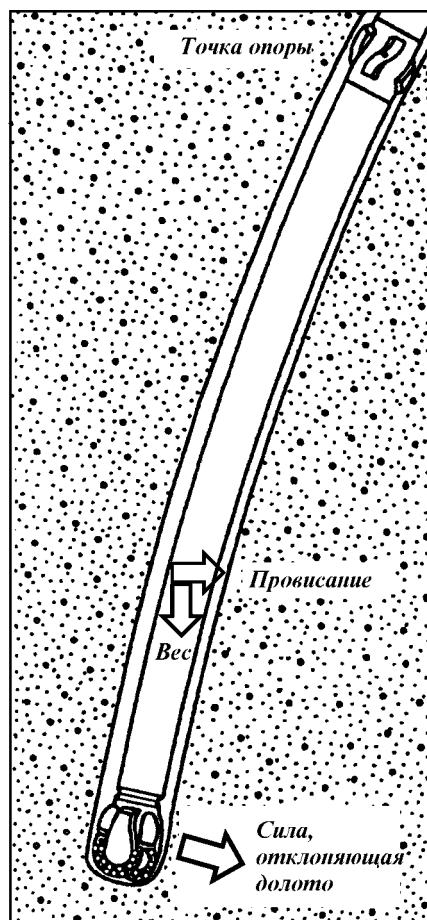
Чтобы предотвратить чрезмерное провисание в сильно искривленных скважинах, стабилизаторы могут быть установлены так низко, что долото будет создавать малое усилие или вообще не будет создавать усилия на нижнюю стенку ствола. В этих случаях подкалберный стабилизатор, установленный вблизи долота, будет способствовать постепенному уменьшению угла. Однако если все-таки угол невозможно уменьшить по желанию, то возникает необходимость подъема буровой колонны и спуска отклоняющего устройства.

Комбинированная (жесткая) компоновка. Удвоение толщины стенки утяжеленной трубы увеличивает ее жесткость в 8 раз. Чтобы сохранить угол наклона ствола скважины, буровщик может использовать комбинацию толстостенных утяжеленных труб по возможности большого диаметра и стабилизаторов для минимизации или ограничения искривления, т.е. компоновки, ограничивающие как эффект маятника, так и эффект опоры. Такие компоновки называют комбинированными, или жесткими (рис. 9.11).

Компоновка с забойным двигателем. Забойные двигатели могут использоваться не только для изменения угла и направления ствола, но также для бурения прямых интервалов (вертикальных или наклонных) направленной скважины.

Когда забойный двигатель применяют для сохранения угла, ребра лопастного стабилизатора могут быть приварены к нижней части его корпуса, а стабилизатор установлен сразу над ним. Для ограничения трения и передачи осевой нагрузки на долото буровую колонну иногда медленно вращают, чтобы бурение велось в прямом, уже созданном направлении. В этом случае ни кривой корпус забойного двигателя, ни кривой переводник не используются.

Особые проблемы в направленном бурении. Направленные скважины бурить труднее, чем вертикальные. Почти все обычные операции при бурении усложняются, когда скважины бурят под углом. При подъеме и спуске буровой колонны требуется большая мощность, необходимо большее усилие на роторе для преодоления силы трения; буровой раствор и гидравлическая система требуют более внимательного отношения; захваты труб и поломки оборудования становятся более типичными, обсадные колонны труднее спускать и цементировать.



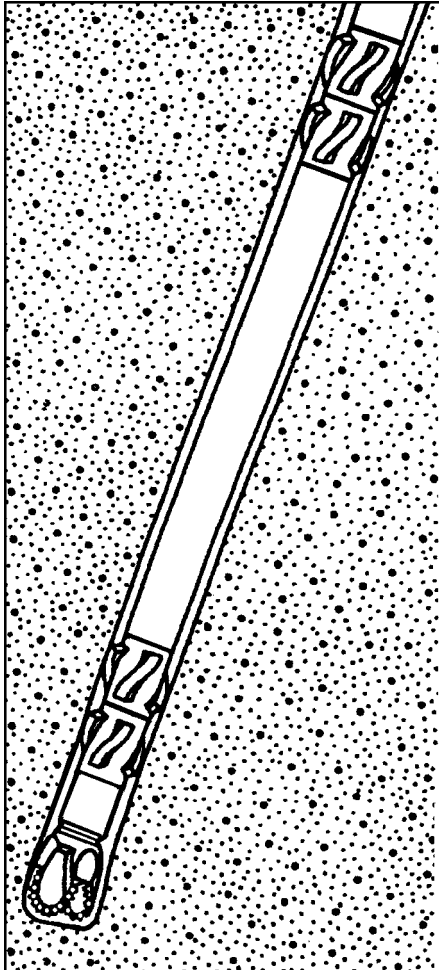


Рис. 9.11. Принцип действия жесткой забойной компоновки



Рис. 9.12. Схема образования желоба в виде замочной скважины

Желоб в резком перегибе ствола скважины. Многие проблемы могут быть исключены благодаря особому вниманию к интенсивности набора кривизны.

В идеале угол наклона должен увеличиваться или уменьшаться постепенно: обычно $6^\circ/100$ м; максимально в безопасном пределе до $15^\circ/100$ м. Однако изменение угла наклона от 6 до 15° автоматически нельзя считать безопасным. Темп изменения угла наклона должен соблюдаться на всем искривляемом интервале. Если 1° угла искривления добавляется каждые 10 м и при этом не изменяется азимут ствола, вероятно, не бу-

дет проблемы при следующем долблении. Но если этот угол добавляют каждые 5 м проходки и искривление 10° достигается в интервале 100 м, то это значит, что первые 50 м пройдены с темпом искривления $20^\circ/100$ м ($10 \cdot 100 : 50 = 20$).

Создание желобов в резко искривленных интервалах ствола скважины является серьезным осложнением.

Когда анализируют инклинометрические данные, следует учесть как вертикальные, так и горизонтальные изменения траектории ствола. Если набор кривизны произведен плавно от 8 до $12^\circ/25$ м, то темп набора угла составляет $1,7^\circ/10$ м. Но если в это же время азимутальное направление скважины изменено на 25° , то желобообразующий фактор становится почти $2,5^\circ/10$ м (или более $20^\circ/100$ м), а ствол имеет вид спирали или штопора.

В верхней части сильно искривленных скважин могут образоваться желоба в форме замочной скважины (рис. 9.12). Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и утяжеленные бурильные трубы. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине и для извлечения потребуются провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. По этим причинам быстро набирать кривизну безопаснее в нижних интервалах ствола, чем в верхних.

Влияние геологических факторов. Иногда проходимые породы имеют тенденцию отклонять долото. Его управление становится более трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально.

Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше 45° , долото стремится отклониться в сторону восстания пласта или принять положение, перпендикулярное к на-

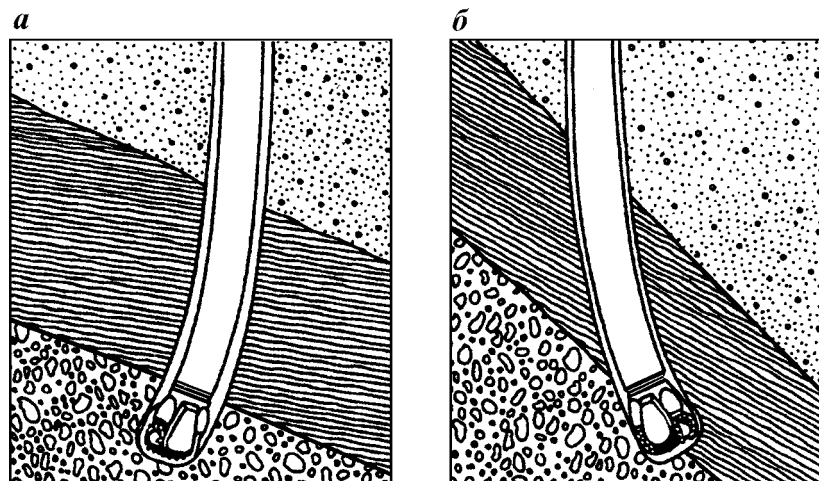


Рис. 9.13. Искривление скважины под влиянием пластов с углом падения менее 45° (а) и более 45° (б)

пластованию (рис. 9.13, а). Если угол падения больше 45° , то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению пласта, или стремится принять положение, параллельное напластованию (рис. 9.13, б). Иногда скважину планируют, используя эти тенденции долота. В других случаях для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

Долото также имеет тенденцию отклоняться в горизонтальном направлении параллельно наклонному напластованию вследствие разной прочности проходимых пород. Этот эффект называют «блужданием». Даже там, где напластование горизонтальное, вращаемое вправо долото имеет тенденцию двигаться вправо в искривленной скважине («уход» долота).

«Блуждание» и «уход» долота труднее контролировать, чем изменения вертикального направления, потому что они не могут быть скорректированы простым изменением вращения или нагружения забойной компоновки.

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль за «блужданием» или «уходом» долота, обычно требуется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, бурильщик может предвидеть влияние геологических факторов или «уход» долота и компенсировать это проводкой скважины, например, в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать «уход» долота для проводки ствола к цели.

Гидравлика. Как правило, направленное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

Однако чтобы достичь наилучших общих результатов при наименьшей стоимости, бурильщик должен учитывать многие факторы, такие, как скорость проходки, изменение угла искривления, ожидаемый абразивный износ или прихват бурильного инструмента, регулирование давления.

Скорость проходки, например, ограничивают, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижней стенке ствола. Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком бурового раствора. Стабилизаторы помогают частично решить проблему, удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины.

Увеличение скорости циркуляции может заставить компоновку отклоняться слишком быстро или блуждать.

Трение. В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, изнашивания и поломки труб. В мягких породах это даже может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

Трение бурильной колонны о стенки ствола не может быть исключено полностью, но его можно уменьшить посредством использования нефтемulsionных буровых растворов.

Трение также затрудняет спуск обсадных колонн в направленные скважины. Колонна ложится на нижнюю стенку ствола, в результате чего

цемент плохо распределяется по заколонному пространству. Используя безмуфтовые обсадные колонны и центраторы, можно уменьшить трение в скважинах; центраторы также улучшают распределение цемента за колонной посредством отвода ее от стенки ствола.

9.4. ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Наиболее предпочтительно в интервале набора кривизны ствола скважины применять укороченный забойный двигатель. В целях увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем используют различные компоновки низа бурильных колонн (КНБК) в соответствии с геологическими условиями бурения (рис. 9.14).

Для увеличения зенитного угла рекомендуются следующие компоновки:

1) долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис. 9.14, а); угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно $1,5 - 3^\circ$, длина УБТ (при коротких турбобурах) 12–25 м;

2) долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом $0,5 - 1,5^\circ$ (рис. 9.14, б);

3) долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис. 9.14, в); рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса $1 - 2^\circ$;

4) долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и бурильные трубы (рис. 9.14, г); при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;

5) долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис. 9.14, д); угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным $1,5 - 3^\circ$;

6) долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 9.14, е);

7) долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной металлической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 9.14, ж).

Различная интенсивность искривления ствола скважины достигается за счет изменения угла перекоса осей присоединительных резьб переводника и длины прямого переводника, размещаемого между долотом и отклонителем. При использовании эксцентричного ниппеля не следует устанавливать на шпинделе турбобура переводник длиной более 0,3 м.

Проектирование отклоняющих компоновок включает: выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требований точности искривления. Компоновки 1 и 3 рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительное увеличение диаметра ствола. Предпочтительнее компоновка 3, так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получать более высокие показатели бурения — механическую скорость и проходку на долото. Компоновки 4

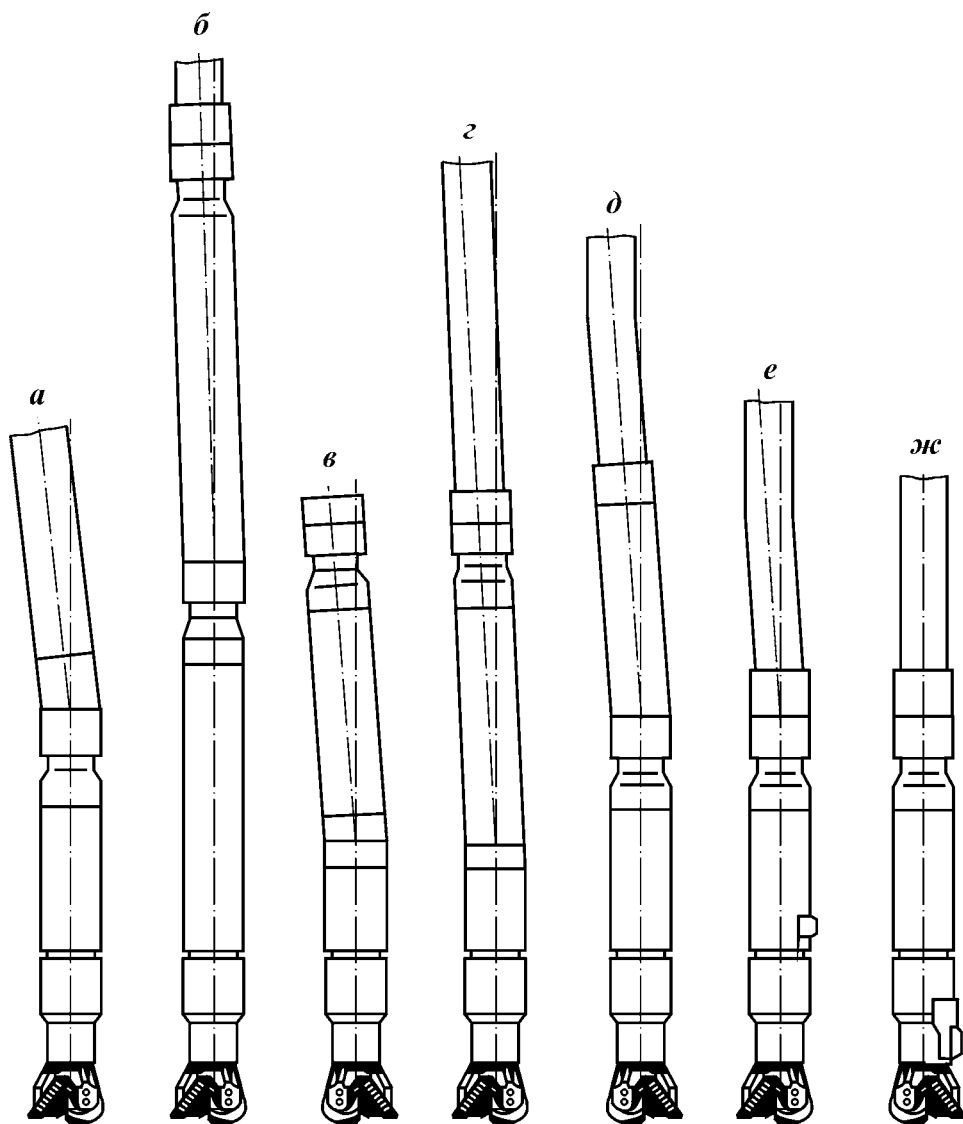


Рис. 9.14. Компоновки низа буровой колонны для искривления скважин:
a – с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; *б* – с искривленным секционным трубобуром; *в* – с турбинным отклонителем; *z* – с турбинным отклонителем и кривым переводником; *д* – с отклонителем; *е* – с накладкой и кривым переводником; *ж* – с эксцентричным nippleм

и 5 рекомендуется применять в том случае, если ожидается значительное расширение ствола скважины. Если требуется малая интенсивность искривления, то используют компоновки 6 и 7.

Геометрические размеры компоновки низа буровых колонн рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок 6 и 7 следует выбирать их размеры таки-

ми, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более 1° на 10 м проходки. При этом углублять скважину можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

Для уменьшения зенитного угла рекомендуется применять следующую компоновку низа бурильной колонны:

для медленного уменьшения зенитного угла — долото, забойный двигатель и бурильные трубы;

для уменьшения зенитного угла со средней интенсивностью — долото, сбалансированная толстостенная труба в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3–4 м, забойный двигатель и бурильные трубы;

для интенсивного уменьшения зенитного угла — одну из компоновок, используемых для набора кривизны (см. рис. 9.14).

Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять одну из трех приведенных ниже компоновок:

долото, наддолотный калибратор, стабилизатор на корпусе турбобура, турбобур и УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с накладкой, приваренной к его корпусу или установленной на верхний переводник шпинделя, УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ним и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

9.5. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживается в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными.

Чтобы определить изменения конфигурации ствола, проводят единичные выборочные измерения. Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными перерывами в работе бурового станка, в течение вспомогательных операций, например, непосредственно перед подъемом бурильных труб для замены долота. Более прогрессивные системы, такие, как контролируемые инструменты или измерительные системы в процессе бурения (MWD), в конкретные моменты времени предоставляют данные о направлении ствола, которые показывают, что происходит на забое в процессе бурения.

В целом для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших инструментов до новейших, постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

Для определения конфигурации ствола скважины в отечественной практике чаще всего применяют приборы с плавиковой кислотой и инклинометры: первые позволяют измерять лишь зенитный угол, а вторые — зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют с помощью глубинного

инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонтов и мест аварий.

Среди приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат В.А. Петросяна, принцип действия которого основан на том, что плавиковая (фтористоводородная) кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схему действия этого прибора иллюстрирует рис. 9.15. В стальной корпус 1 с крышками помещен на осях 3 с заостренными концами полуцилиндр 5. Его центр тяжести смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях 3 до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал 6 с резиновой пробкой 4, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами 2.

Перед спуском в скважину пенал наполовину заполняют 20%-ной плавиковой кислотой и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков (рис. 9.16). В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе с помощью специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлечь на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр — ЗИ (рис. 9.17). Прибор ЗИ имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки 10, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой 13 для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, отвес 8 для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб 9 для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север — юг.

Вращающаяся рамка эксцентрична относительно оси вращения, поэтому она сама устанавливается в плоскости искривления скважины подобно тому, как это происходит с полуцилиндром в приборе Петросяна.

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором 14. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати 1 образуются отпечатки ножей, нижняя часть 4 корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть 7 вместе с измерительной системой продолжает спускаться, надвигаясь на цилиндрический груз 19, который телескопически соединен с обеими частями с помощью пальцев 5 и прорезей 20.

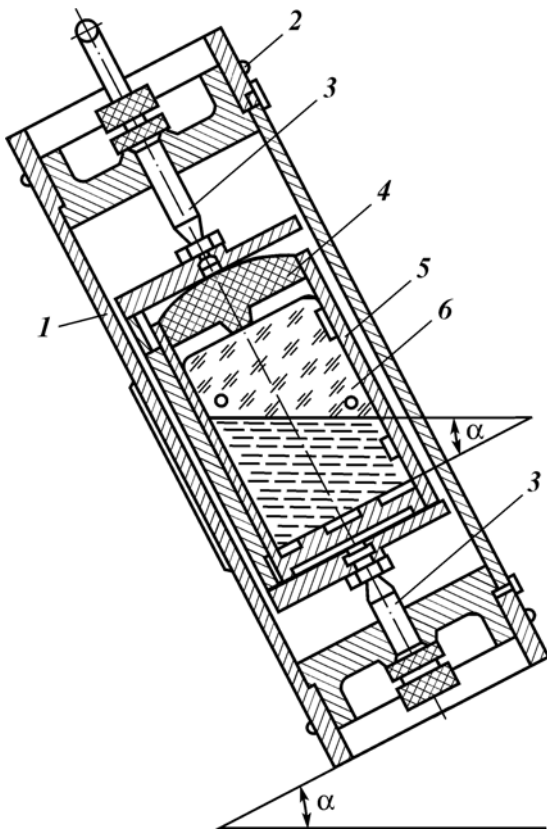


Рис. 9.15. Прибор В.А. Петросяна

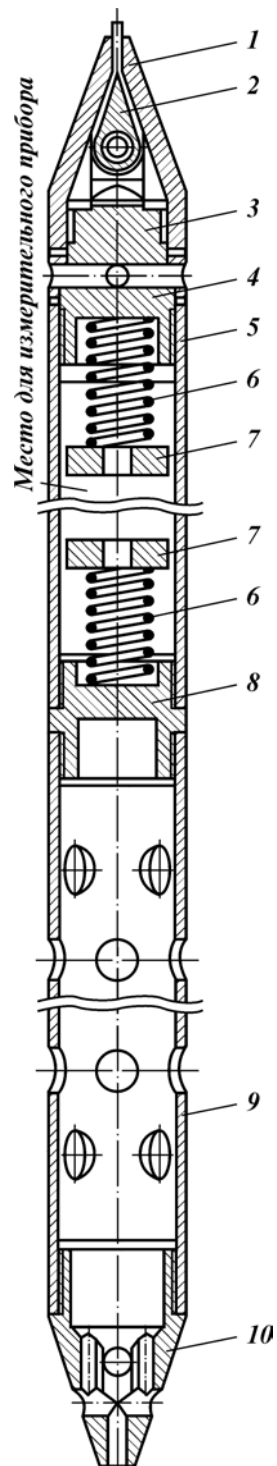


Рис. 9.16. Желонка с прибором В.А. Петросяна:
 1 — верхнее направление — замок; 2 — «рыбка»;
 3 — пробка; 4 — прокладка; 5 — корпус; 6 — пружина;
 7 — деревянные диски, между которыми размещается прибор; 8 — соединительный nipple; 9 — труба; 10 — направляющая пробка

Рис. 9.17. Схема автономного забойного инклинометра (ЗИ)

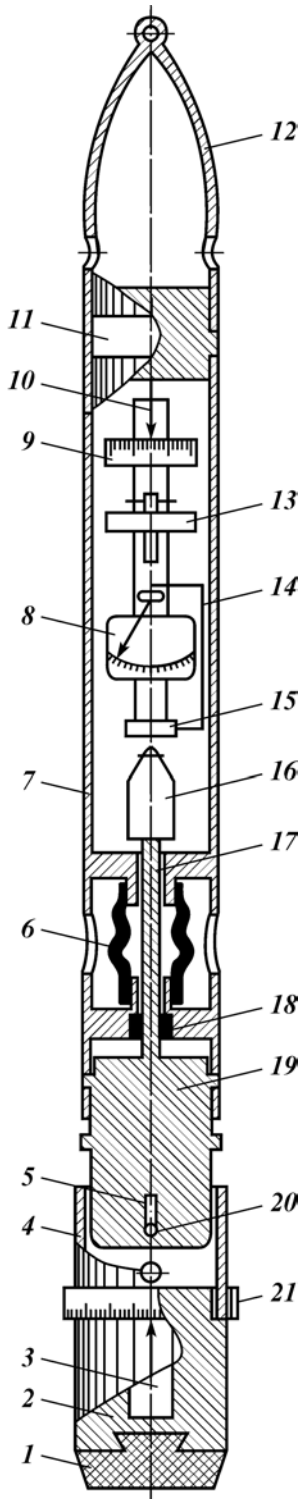
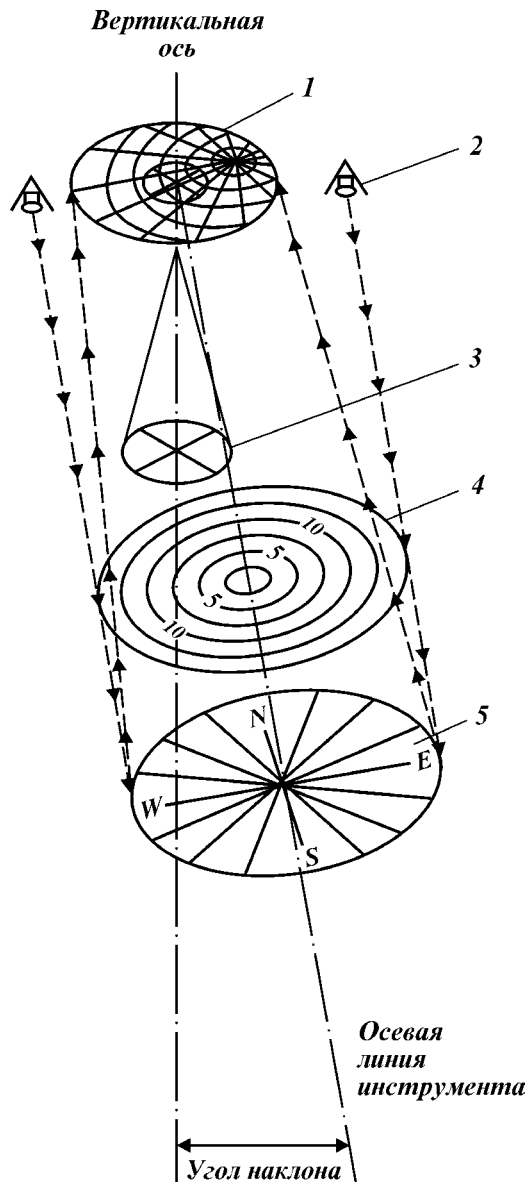


Рис. 9.18. Принцип действия фотографического измерительного прибора:

1 — изображение на фотографическом диске; 2 — источник света; 3 — отвес; 4 — собирающая линза; 5 — компас



При этом диск 15 садится на нажимной шток 17 и освобождает измерительную систему.

Освобожденная рамка инклинометра устанавливается в плоскости искривления скважины, а стрелки буссоли и отвеса занимают положения, соответствующие азимуту и углу наклона скважины в точке измерения.

Нажимной шток 17 имеет специальное гидравлическое реле 16, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска. Как только диск 15 возвращается на свое место, фиксатор 14 закрепляет стрелки буссоли и отвеса в тех положениях, которые соответствуют азимуту и зенитному углу искривления в точке измерения. Для проверки правильности показаний инклинометра в стакан 2 можно вставить пробирку 3 с плавиковой кислотой для контрольного измерения угла искривления.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор 6 гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника 18, штока и резьбовых соединений. Масло оказывает также демпфирующее влияние на стрелки буссоли и отвеса и используется для работы гидравлического реле времени.

На нижней части прибора выполнен кольцевой лимб 21, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска 11. Лимбы 9, 21 и риска 11 позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

Инклинометр спускается в бурильную колонну с помощью вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу колпака 12. Измерение длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак 12 и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса 8, а азимут – по показанию магнитной стрелки буссоли 13.

В зарубежной практике наиболее простым считают обслуживание с помощью фотографических устройств.

Контролирующие инструменты, применявшиеся ранее, записывают информацию на забое скважины, которую затем, после подъема на поверхность, анализируют.

Фотографическое устройство доставляют в скважину и извлекают из нее одним из трех способов.

1. Оно может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее с помощью троса или кабеля малого диаметра.

2. Оно может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено с помощью овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе.

3. Оно может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для замены долота) извлечено из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

Простейшая магнитная установка. Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 9.18). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен верти-

кально, подобно отвесу. Электрический свет, сфокусированный на края диска со светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент должен быть расположен вблизи долота в специальных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается, (например, коррозионно-стойкая сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

Фотографический диск должен быть помещен в камеру, периодически выпускающую импульс света. Таймер, встроенный в сборку устройства, в определенные моменты времени фиксирует маятник и компас, чтобы зафиксировать информацию об их взаимном положении.

Инструментальную сборку спускают в скважину и устанавливают в немагнитной части инструмента. Таймер включает свет, который направлен мимо маятника и фиксирует его на фотографическом диске. После необходимой экспозиции диска свет выключается, и инструмент возвращается в исходное положение. На поверхности диск проявляют и читают информацию.

На рис. 9.19 показана типичная фотография. Угол скважины прямо зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15° . Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от се-

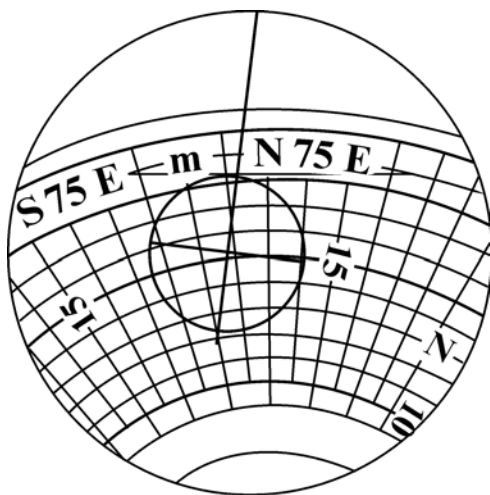


Рис. 9.19. Фотография магнитного диска с проекцией отвеса

верного географического полюса. Но план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

Магнитное устройство для многократных измерений. Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени, такие, например, как перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

При этом применяют магнитное устройство для многократных точечных измерений.

Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одноразового. Основное различие состоит в том, что он снабжен встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах (рис. 9.20). Результаты исследований анализируют, и сервисная компания представляет их в виде графических материалов.

Гирскопический многоразовый аппарат. Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. Магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или в открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, например скважины, пробуренные с морских платформ. Гирскопический многоразовый прибор можно использовать для управляющих сервисных действий в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурильных трубах.

Гирскоп (рис. 9.21) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться вокруг одной оси (AB), но свободно менять положение около одной или обеих из двух других взаимно перпендикулярных осей (KG и ED). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, несмотря на то, как поворачиваются другие оси.

Гирокомпас в гирскопическом многоразовом приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гирскопу. Собст-

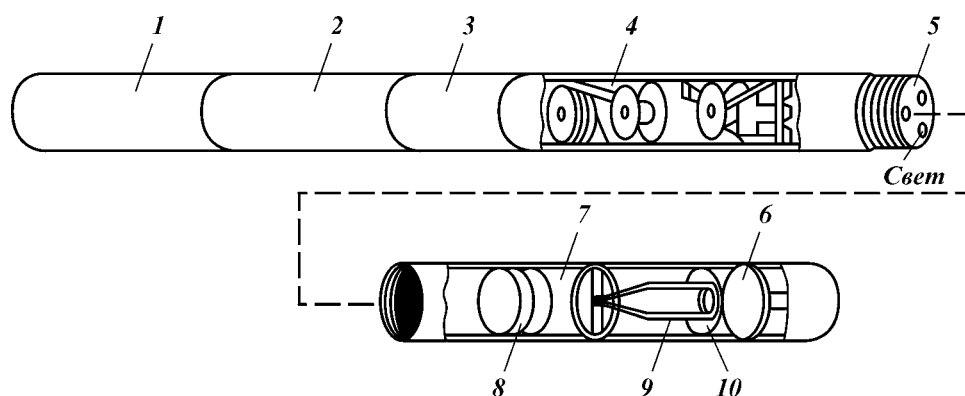


Рис. 9.20. Схема глубинного фотографического инструмента многократного действия:
 1 - батарея; 2 - таймер; 3 - мотор; 4 - камера; 5 - линзы; 6 - шкала; 7 - жидкость; 8 - стеклянная крышка; 9 - отвес; 10 - фокусирующая линза

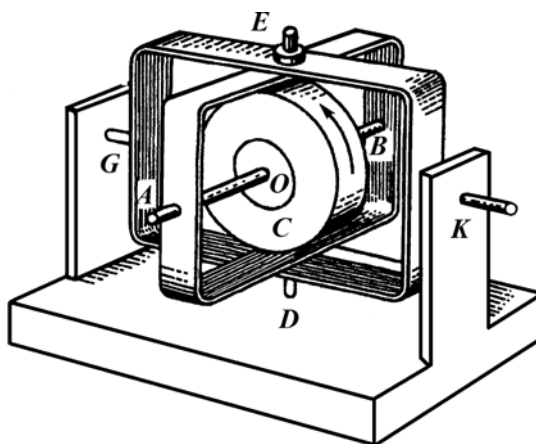


Рис. 9.21. Гироскоп в кардановом подвесе

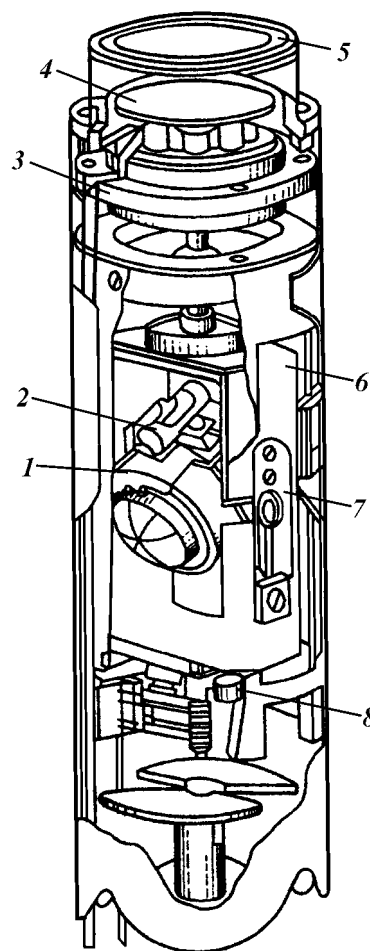


Рис. 9.22. Гироскоп в глубинном инструменте многократного действия:

1 — сборка мотора для гироскопа; 2 — нивелирующий переключатель; 3 — сборка вращающего мотора; 4 — гироскарта; 5 — шкала верньера; 6 — внешний шарнир; 7 — внутренняя опора шарнира; 8 — нижняя внешняя опора шарнира

венно гироскоп — это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой $40\,000\text{ мин}^{-1}$. В отличие от магнитного компаса гироскоп не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако так как на гироскопы влияют вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в буровую колонну и извлекать из нее с помощью троса. Гироскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гироскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начального отрегулированного положения. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее (так же, как и для магнитных приборов).

На рис. 9.22 показана компоновка рабочих частей в гироскопическом приборе. Перед тем как спустить этот прибор в скважину, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или от поверхностного источника по кабелю.

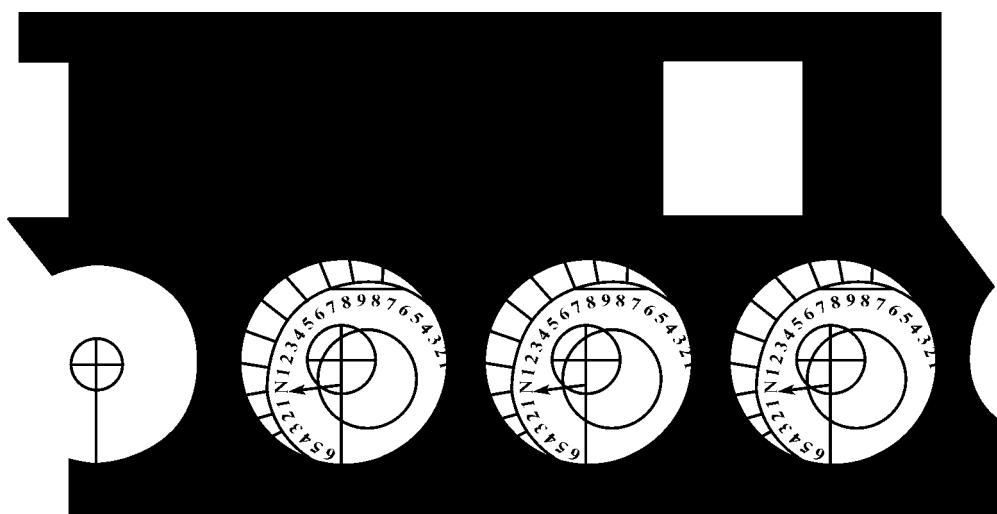


Рис. 9.23. Запись на фотопленке многократных показаний гироскопа

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому устройству, этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах (рис. 9.23). Крест на каждой фотографии — это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гироскопе, указывает направление оси вращения.

Иногда при направленной бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одноразового прибора можно использовать одноразовый гироскопический.

Обслуживание посредством забойной телеметрии. Преимущества фотографического обслуживания: его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спускать и поднимать прибор или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась неудачной. Чем дальше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может в короткий срок предоставить расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), хотя первоначально может быть дорогим, в конечном счете может уменьшить издержки производства.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие — посредством бурового промывочного раствора. На буровой площадке портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда — в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает гироскоп или магнитометр.

Кабельная телеметрическая система. Управляющий инструмент — это кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления. Так как в нем используется кабель, управляющий инструмент можно применять только с забойным двигателем, который приводит в действие долото, когда бурильная колонна не вращается (зафиксирована).

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые продолжительно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и позволяет считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по плану.

Искривляющий инструмент изменяет курс скважины отводом долота в одну из сторон. Эта сторона инструмента называется «лицом». «Лицо» искривляющего инструмента поворачивают, ориентируя по направлению курса скважины.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением бурильной колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давлений. Положительные импульсы бурового раствора — серия увеличения давления, отрицательные — уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.

В отечественной практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ. Использование телеметрической системы СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве. Глубинные датчики этой системы размещают в корпусах диаметрами 164 и 215 мм (СТЭ 164 и СТЭ 215).

Комплект телеметрической системы включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы (БГТС), глубинное измерительное устройство (УГИ), наземный пульт телеметрической системы (ПНТС), наземное измерительное устройство (УНИ), присоединительный фильтр (ФП).

Компоновка аппаратуры СТЭ включает скважинное измерительное устройство, спускаемое в скважину, и наземное приемно-регистрирующее устройство. Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значениях измеряемых величин.

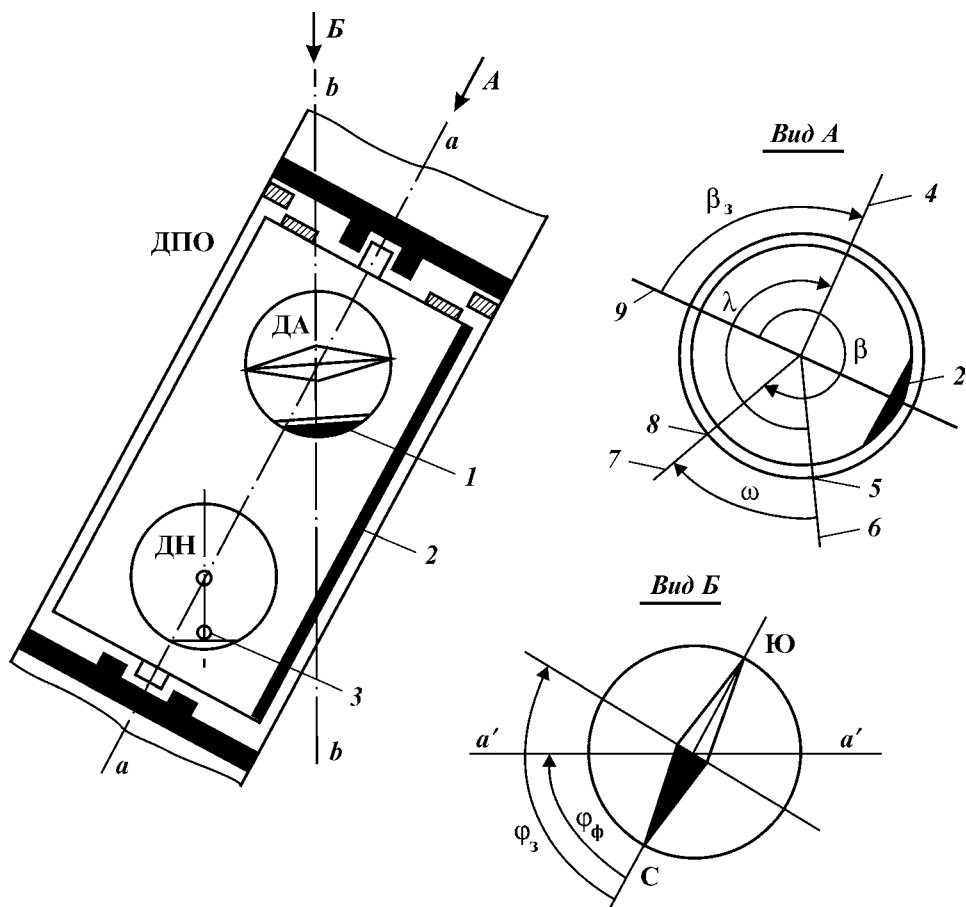


Рис. 9.24. Схема измерительной части телеметрической системы СТ:

1, 3 – эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; 2 – груз рамы; 4 – заданное направление; 5 – метка отклонителя; 6, 7 – реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; 8 – метка «0» УГИ; 9 – след апсидальной плоскости; λ – угол поворота буровой колонны; β – угол установки отклонителя; ω – угол смещения (угол между меткой «0» и «лицом» отклонителя); φ – проектный азимут скважины

Телеметрическая система СТЭ рассчитана на работу при гидростатическом давлении до 80 МПа и температуре окружающей среды до 100 °С. Пределы измерений параметров забойных данных: угол наклона 0–110°, азимут 0–360°.

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 9.24). Принцип действия датчика азимута (ДА) основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз 1 для приведения прибора в горизонтальное положение.

Принцип действия датчика наклона (ДН) основан на применении эксцентричного груза 3, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. С осью груза 3 связан ротор СКВТ, преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному градусу механического поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на 6° .

Принцип действия датчика положения отклонителя (ДПО) основан на повороте рамки с эксцентричным грузом 2 и укрепленными на ней датчиками ДА и ДН. Груз 2 стабилизирует рамку в апсидальной плоскости. Статор ДПО жестко связан с электронным блоком и немагнитным корпусом телеметрической системы. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному градусу поворота соответствует изменение фазы выходного сигнала на 1° .

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые датчиками ДН, ДПО и ДА, имеют различную фазу (от 0 до 360°) и в зависимости от изменений измеряемого параметра поступают в глубинный передающий блок. Последний осуществляет последовательный опрос во времени глубинных датчиков, формирует суммарный широтно-импульсный модулированный сигнал и передает его в токоподвод электробура.

На базе телеметрической системы СТЭ разработаны телеметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, который снабжен контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля (УВК) в составе бурильной колонны.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или над отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде импульсной информации. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Наземное оборудование телеметрической системы СТТ включает приемно-регистрационное устройство, в котором сигналы дешифруют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном контейнере сигнал информации усиливается и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводится в наземный пульт телеметрической системы.

Принцип действия скважинных датчиков и наземной аппаратуры в те-

леметрических системах для турбинного бурения и для бурения с применением электробуров аналогичен.

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

ориентирование отклоняющих устройств в заданном азимуте с учетом угла закручивания бурильной колонны при забуривании наклонного или горизонтального ствола скважины;

определение угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя;

постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, азимута и положения отклонителя по приборам наземного пульта, а также запись указанных параметров в процессе бурения.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя.

9.6. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ И НАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Как уже отмечалось, горизонтальные скважины являются частным случаем наклонно направленных скважин. В последние несколько лет в мире было пробурено большое число горизонтальных скважин. Основная задача горизонтальных скважин — увеличение поверхности контакта с коллектором и, таким образом, повышение их производительности. Аналогичную задачу решают для нагнетательных скважин.

Следует понимать, что любая скважина, которой пересекают пласт вдоль напластования, может называться горизонтальной, в то время, когда вертикальные скважины бурят перпендикулярно к напластованию, а наклонные — под углом к напластованию. Таким образом, скважины, вскрывающие вертикально расположенные пласты вертикальным стволом, являются горизонтальными. Для горизонтальной скважины ее продуктивность не столько зависит от мощности пласта, сколько от длины фильтровой зоны скважины. В настоящее время возможно бурение горизонтальных участков скважины длиной более 1000 м. Горизонтальный участок может вскрыть как однопластовую, так и многопластовую залежь в виде лестницы или путем последующего гидроразрыва в вертикальном направлении.

Утверждение о том, что бурить горизонтальные скважины всегда целесообразно и выгодно, — неверное. Так, в гомогенном пласте большой мощности без газовой шапки и подстилающей воды при низкой вертикальной и высокой горизонтальной проницаемости фильтровую часть скважины лучше бурить наклонно или даже вертикально. Аналогичен подход к вскрытию скважиной многопластовой или тонкослоистой толщи, а также зоны с естественной системой равномерной трещиноватости. Очевидно, что крутопадающий пласт надо вскрывать вертикальной или наклонной скважиной. Часто многопластовую залежь вскрывают многозабойными горизонтальными скважинами. Такие скважины предпочтительнее бурить в пласте с высокой вертикальной проницаемостью или при наличии подошвенной воды. Таким образом, выбору горизонтальной скважины должен предшествовать анализ геологической ситуации.

Горизонтальные скважины эффективно используют в следующих случаях: в трещиноватых коллекторах с их помощью лучше дренируют нефтяные пласты; в коллекторе с подошвенной водой или с газовой шапкой горизонтальные скважины используют, чтобы уменьшить опасность обводнения или прорыва пластового газа в скважину; в низкопроницаемых коллекторах горизонтальные скважины лучше дренируют пласт, что позволяет сократить число скважин; в высокопроницаемых газовых коллекторах горизонтальные скважины позволяют уменьшить скорость движения газа и сократить потери пластовой энергии на турбулентное трение; для увеличения нефтеотдачи термическим воздействием, так как создается возможность существенно повысить приемистость по теплоносителю.

Рассмотрим некоторые практические особенности бурения горизонтальных скважин по сравнению с наклонными.

1. Опасность прихвата и обрыва колонн:

в горизонтальных скважинах опасность прихвата и обрыва бурильных труб меньше, так как искривление скважины происходит в нижней части разреза, который характеризуется, как правило, сравнительно устойчивыми породами;

желобообразование имеет место в перегибах ствола, когда бурильная колонна находится в растянутом состоянии, но в горизонтальных скважинах обычно большая часть колонны при бурении сжата и не вырабатывает желоб в одном и том же месте;

обычно техническая колонна спускается перед разбуриванием продуктивной зоны пласта, что уменьшает опасность прихвата в горизонтальной скважине.

2. Трение:

горизонтальные скважины характеризуются высоким уровнем трения бурильных колонн о стенки скважины, особенно на ее горизонтальном участке;

трение усиливается с увеличением протяженности горизонтального участка, так как нагрузка на долото в этом случае обычно создается почти всем весом бурильной колонны;

не последнюю роль играет качество бурового промывочного раствора, прежде всего его смазывающая способность.

3. В отличие от наклонной скважины забойная компоновка при бурении горизонтального стола следующая:

долото — забойный двигатель — стабилизатор — MWD — немагнитная УБТ — толстостенные бурильные трубы — ясс — толстостенная бурильная труба — тонкостенные бурильные трубы до устья.

Важнейшая задача при горизонтальном бурении — не допустить скручивания бурильных колонн, поэтому на горизонтальных участках стремятся как можно меньше использовать УБТ и тем самым уменьшать сопротивление трению. Лучшее правило: компоновка должна быть по возможности простой.

В зарубежной практике в составе бурильных колонн при горизонтальном бурении применяют один или два ясса, причем верхний ясс срабатывает как вверх, так и вниз, а нижний должен срабатывать только вверх во избежание его срабатывания в процессе бурения. Надо избегать спуска ясса в искривленные части скважины. Иногда ясс не применяют вообще.

4. Фактическая вертикальная глубина скважины. При бурении горизонтальной скважины большая ответственность ложится на исполнителей работы при определении глубины скважины по вертикали по данным меры бурового инструмента. Незначительная ошибка в глубине может оказаться роковой, так как исключается вхождение долота в пласт в заданной точке. А это приведет к ошибке в размещении фильтровой части скважины в пласте (например, разместят фильтр в водоносной или в газоносной части нефтесодержащего пласта).

5. Контроль траектории скважины. Бурение горизонтального участка будет медленным или даже невозможным, если некачественно пробурена направляющая часть ствола. Здесь не допустимы ошибки в навигации.

При бурении непосредственно горизонтальной части скважины ответственность за правильную навигацию повышается, хотя управление траекторией по показаниям инклинометра и магнитометра или гироскопа становится неэффективным. На первый план может выступить контроль за параметрами проходимого пласта (проницаемость, нефтенасыщенность, фациальный состав, пористость, водонасыщенность, термодинамические параметры). Контроль этих параметров осуществляют системы LWD (каротаж во время бурения).

6. Горизонтальный участок сопоставим с направляющим участком как по длине, так и по продолжительности бурения.

7. Буровые промывочные и тампонажные растворы должны обладать седиментационной устойчивостью, так как существует опасность осаждения на нижней стенке скважины шлама и тяжелых компонентов раствора, что осложнит бурение и крепление горизонтальной скважины.

8. Нагрузка на долото. При бурении горизонтального участка скважины нагрузка на долото создается не нижней, а верхней частью бурильной колонны, причем определить ее по индикатору веса затруднительно. В связи с этим в горизонтальном бурении остро стоит вопрос измерения режимных параметров бурения непосредственно на забое скважины.

Как указывалось, основная цель бурения горизонтальных скважин — создание фильтровой зоны по простирацию пласта. Поэтому проектирование горизонтальной скважины следует начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка, которые непосредственно зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза. Следует предусмотреть мероприятия по минимизации загрязнения пласта буровыми и тампонажными растворами с учетом длительности и протяженности интервала их воздействия.

Эксплуатационная характеристика пласта должна включать:

запасы нефти, добыча которых вертикальными или наклонными скважинами затруднена или практически невозможна;

пластовое давление;

состояние разработки залежи;

режим работы пласта;

способы эксплуатации, предполагаемая частота ремонтов, их причины и характер;

эффективность других методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальная скважина состоит из направляющей части и горизон-

тального участка. Направляющая часть включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (прямолинейный) участок и участки увеличения зенитного угла или состоит только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Одним из главных участков такой скважины является вертикальный. В процессе бурения вертикального участка его ось отклоняется от вертикали и скважина приобретает вид спирали. Такое искривление препятствует дальнейшему нормальному ходу бурения скважины: ухудшаются условия продвижения инструмента в ней в процессе спускоподъемных операций, создания достаточной нагрузки на забой, проведения инклинометрических и геофизических работ и т.д.

Для уменьшения отклонения применяют компоновки низа бурильных колонн (КНБК) самых разнообразных конструкций, подразделяющихся на три основных типа: маятниковые, жесткие и опорные.

Эффективность работы КНБК при этом определяют три основных элемента: жесткость, зазор между компоновкой и стенками скважины и длина компоновки. В настоящее время применяют в основном жесткие КНБК, расчет места установки в них опорно-центрирующих элементов проводят с допущением, что отклоняющая сила на долоте равна нулю и угол между осью компоновки и осью скважины также равен нулю.

При уравнивании искривленных и прямолинейных участков горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин в отечественной практике используют КНБК и их элементы, приведенные на рис. 9.25.

КНБК для набора зенитного угла по большому радиусу представлена на рис. 9.25, *а*. В ней используются турбинные отклонители ТО2-240 и ШО-195. В зависимости от угла искривленного переводника и диаметра долота обеспечивается интенсивность искривления $0,8-2,0^\circ$ на 10 м ($R = 286 \div 716$ м). КНБК для набора зенитного угла по среднему радиусу собирается в соответствии со схемами на рис. 9.25, *а*, *б*.

При использовании в качестве отклонителя винтового двигателя Д2-172 (см. рис. 9.25, *а*) в зависимости от угла искривленного переводника обеспечивается интенсивность искривленного ствола скважины в диапазоне $2,9-3,8^\circ$ на 10 м ($R = 150 \div 200$ м). В случае применения двигателей ДГ-172, ДГ-155 и искривленного переводника с подпором (см. рис. 9.25, *б*) интенсивность искривления в пределах $5,7-10,0^\circ$ на 10 м ($R = 57 \div 100$ м).

При бурении горизонтальной скважины по малому радиусу КНБК собираются в соответствии со схемами на рис. 9.25, *в*, *г*. При использовании отклонителей ДГ2-106, ДГ-155, ОШ-172 с шарнирным соединением (см. рис. 9.25, *в*) обеспечивается интенсивность искривления в диапазоне $1,1-1,4^\circ$ на 1 м ($R = 40 \div 50$ м). Применение отклонителей ДГ-106, ДГ2-106 и ДГ-155 в сочетании с корпусным шарниром (см. рис. 9.25, *г*) дает возможность получить интенсивность искривления в пределах $1,9-2,9^\circ$ на 1 м ($R = 20 \div 30$ м).

Схемы КНБК для стабилизации, малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла представлены на рис. 9.25, *д*, *е*. КНБК базируются на использовании серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей с центратором на корпусе забойных двигателей. Конструкция КНБК обеспечивает ее проходимость в искривленном стволе скважины и бурение горизонтального участка с интенсивностью искривления $0-5^\circ$ на 100 м. Ориентирование отклонителя и постоянный контроль параметров искривления ствола скважины при наборе зенитного угла проводятся телеметрической

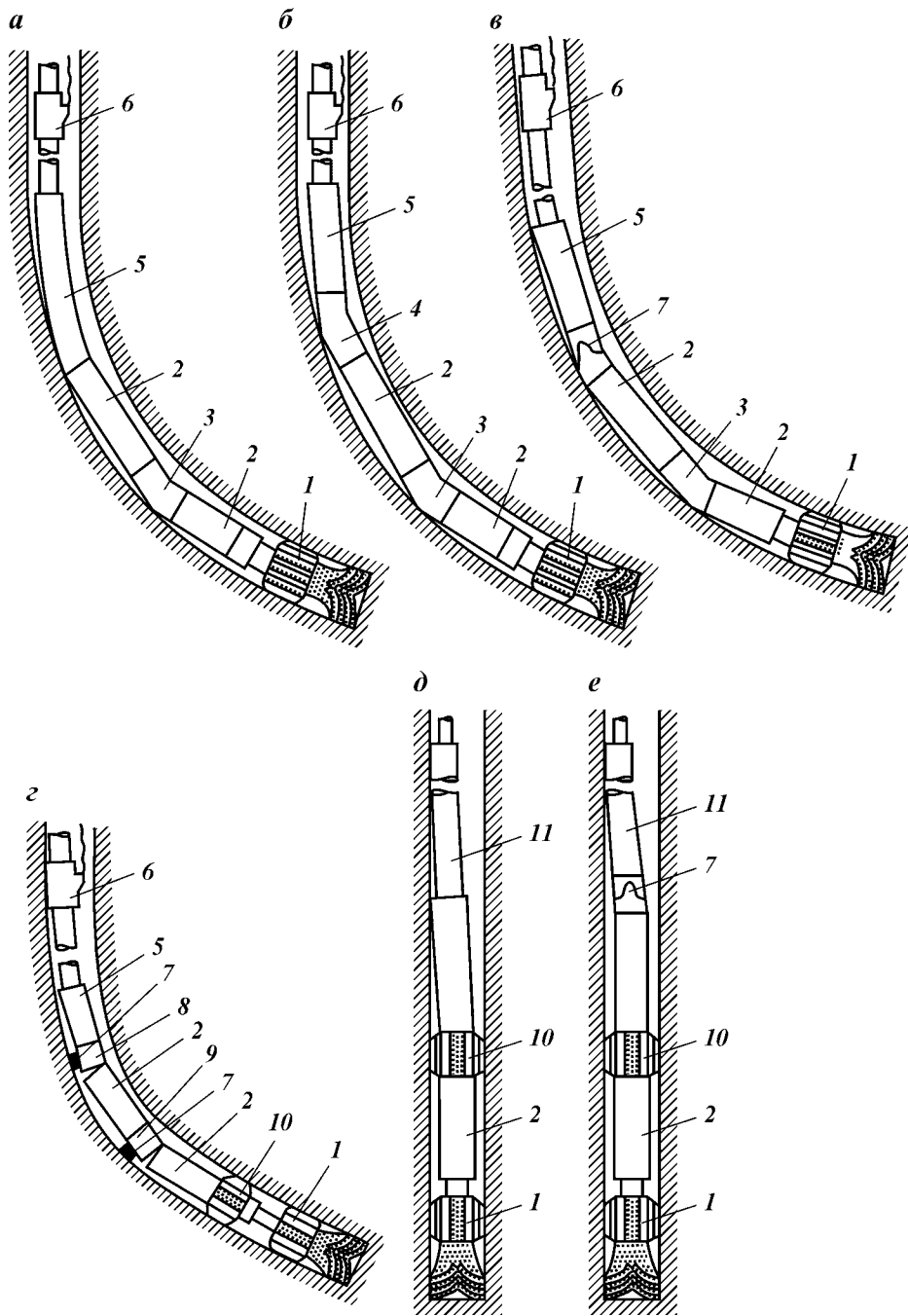


Рис. 9.25. Схемы компоновок низа буровой колонны (КНБК) для искривления горизонтальных скважин:
 1 — наддолотный калибратор; 2 — забойный двигатель-отклонитель; 3, 4 — нижний и верхний кривые переводники; 5 — телесистема с кабельным каналом связи; 6 — переводник с боковым выводом для кабеля; 7 — подпор кривого переводника; 8 — шарнирное соединение; 9 — корпусный шарнир; 10 — центратор забойного двигателя; 11 — диамагнитные трубы

системой с проводным каналом связи при турбинном бурении СТТ, а при электробурении СТЭ с использованием долот диаметрами 295,3 и 215,9 мм, а также инклинометрами (серийными) в сочетании со специальным устройством «Зенит».

При забурировании дополнительного ствола из обсаженной скважины ориентирование отклонителя проводится с помощью устройств, включающих гироскопические инклинометры ИГ-50, ИГ-36.

Оперативный контроль параметров искривления ствола скважины осуществляется одноточечными инклинометрами с часовым механизмом сбросового и встроеного типов.

Инклинометры и геофизические приборы доставляются по бурильной колонне к точке измерения потоком бурового раствора с помощью специального устройства (КТГ).

Многозабойные и горизонтально-разветвленные скважины бурят обычными буровыми установками с помощью серийно выпускаемого оборудования.

Мощность и грузоподъемность буровой установки необходимо выбирать с учетом дополнительных сил сопротивления, возникающих на участках резкого искривления и на горизонтальных участках при взаимодействии бурильной и обсадной колонн со стенками скважины при осевых перемещениях. Напряженность бурильных и обсадных колонн дополнительно возрастает вследствие изгиба труб на участках резкого искривления стволов. Колонны для этого вида бурения следует выбирать по допустимым напряжениям, возникающим в теле трубы, при их деформированном положении в скважине. При этом выбираемый при расчете коэффициент запаса прочности должен быть минимальным, равным 1,25.

В монолитных устойчивых породах дополнительные стволы не закрепляют обсадными трубами. Верхнюю часть разреза при этом закрепляют до кровли продуктивного пласта. Такая конструкция позволяет облегчить проходку и освоение всех ответвлений скважин. В продуктивных пластах, сложенных неустойчивыми породами, основной ствол должен быть закреплен хвостовиком (разъемным). На хвостовики устанавливают воронки для облегчения ввода труб. Это необходимо в том случае, если скважина многозабойная. Если скважина заканчивается одним пологим стволом, пройденным в продуктивном пласте, проблема крепления скважины упрощается. Стол до продуктивного пласта закрепляют обсадной колонной и цементируют. В горизонтальную часть скважины спускают заранее перфорированный хвостовик с таким расчетом, чтобы его верхний конец оставался внутри основной эксплуатационной колонны.

Кустовое бурение. Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки пласта, месторождения.

При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительные-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т.д. Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается в условиях моря, в болотистых местностях и др. Впервые в СССР кустовое бурение было осуществлено под руководством Н.С. Тимофеева на о-ве Артема в Азербайджане. В настоящее время в кустах бурят 8–24 скважины и более.

Основными подготовительными работами являются подготовка пло-

щадки к строительству наземных сооружений и прокладка коммуникаций. На заболоченной или затопляемой территории технически возможны следующие методы их освоения: сооружение дамб, ограничивающих площадку; сооружение искусственных островов; при высоком уровне вод — сооружение эстакад.

Применяют различные типы и варианты кустований в зависимости от природных условий.

Кусты делят на локальные, т.е. не связанные постоянными дорогами с базой, кусты, расположенные вдоль транспортной магистрали, и кусты, находящиеся в центре транспортной магистрали. В первом случае скважины, как правило, направляют во все стороны (веером), что позволяет собрать в куст максимальное число устьев скважин. При разбуривании многопластовых залежей число скважин в кусте увеличивается. В случае расположения кустов вдоль транспортной магистрали (Азербайджан — море, Западная Сибирь) число скважин в кусте уменьшается по сравнению с числом скважин на локальном кусте.

Одна из основных особенностей проводки скважин кустами — необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести: вынужденную консервацию уже пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности; увеличение опасности пересечения стволов скважин; трудности в проведении капитального и подземного ремонтов скважин, а также в ликвидации грифонов в условиях морского бурения и др.

Многозабойное бурение. Сущность этого способа бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубиной проводят один или несколько стволов, т.е. основной ствол используется многократно. Полезная же протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают.

Первая многозабойная скважина была пробурена в 1953 г. на Карташевском рифовом месторождении Башкортостана. Первая горизонтальная скважина, проходящая 130 м непосредственно по пласту мощностью около 30 м, была проведена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской (ныне Самарской) области. Несмотря на то, что скважина была пробурена на сильно дренированный пласт, ее суточный дебит составил 40 т, что многократно превышало дебиты вертикальных скважин.

Во ВНИИБТ в результате работ по многозабойному и горизонтальному бурению разработаны специальные укороченные турбобуры Т12М2К, в которых впервые была применена проточная пята, отработана технология безошибочного попадания в дополнительные стволы, разработана система доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы, которая используется с некоторыми модификациями по настоящее время как в РФ, так и за рубежом (система «Симфор»). ВНИИБТ разработаны технические средства и методы, позволяющие достаточно надежно проводить горизонтальные стволы в заданном направлении.

При использовании электробура в качестве забойного двигателя имеющийся набор серийно выпускаемых технических средств позволяет проводить интенсивное искривление скважины по радиусу 120 м и менее и вести горизонтальное бурение при постоянном контроле за пространственными параметрами ствола.

Большая часть горизонтальных скважин в стране пробурена с помо-

щью гидравлических забойных двигателей. В этой области основным направлением работ в последние годы было создание технических средств и отработка технологии бурения стволов горизонтальных скважин с минимальными отклонениями от расчетной траектории. ВНИИБТ созданы комплексы технических средств «Горизонт-1», включающие отклонитель на основе укороченного забойного двигателя объемного типа диаметром 172 мм, и специальные средства для доставки геофизических приборов в скважину при больших углах наклона ствола. Создан универсальный отклонитель ОШ-172, который используют как при искривлении ствола скважины, так и при бурении горизонтальных участков ствола, что достигается путем замены сменных деталей отклонителя в условиях механического цеха или буровой. Обеспечивается радиус искривления ствола скважины 275,9-мм долотом, равный 40 м и более.

Отработана технология выхода на горизонтальное направление и проводки горизонтального ствола длиной 150–200 м с отклонением от вертикальной отметки в пределах 4 м. Это достигается за счет высокой степени совпадения расчетной и фактической интенсивности искривления ствола при работе с отклонителем ОШ-172, непрерывного контроля за положением отклонителя при помощи прибора с кабельной линией связи, использования специальных шарнирных компоновок при проводке горизонтального ствола, а также периодических инклинометрических измерений. Крепление стволов скважин проводится эксплуатационной колонной диаметром 140–146 мм, оборудованной в продуктивной зоне фильтром такого же диаметра. Эксплуатационная колонна цементируется выше башмака 245-мм промежуточной колонны с применением пакера типа ПДМ-140 (ПДМ-146). Геофизические исследования горизонтального ствола проводят с применением радиационных методов.

В зарубежной практике этот метод, а главное узел управления, сбора информации и корректировки ствола скважины и, кроме того, специальные трубы и другой инструмент разработаны в нескольких вариантах, которые обеспечивают проводку скважин по пласту мощностью всего несколько метров. Система измерений при бурении позволяет осуществлять процесс в автоматическом режиме.

10 **ВСКРЫТИЕ И РАЗБУРИВАНИЕ** ГЛАВА **ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений во многом определяется состоянием призабойной зоны скважин в период заканчивания.

В результате физико-химического и физико-механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород в призабойной зоне.

Физико-химическое воздействие на призабойную зону обусловлено взаимодействием флюида пласта и фильтрата бурового и цементного рас-

творов, а также действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;
- изменяющееся противодействие столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся давление столба цементного раствора);
- фильтрация бурового (и цементного) раствора;
- изменяющийся температурный режим в скважине;
- гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущегося бурового инструмента;
- гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и т.д.

10.1. РАЗБУРИВАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта необходимо уделять особое внимание технологическим приемам, снижающим отрицательное воздействие технологических процессов на приствольную зону продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на 1,5–3,5 МПа (в зависимости от глубины). В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве, а также в результате движения вниз бурового инструмента.

Не изучен вопрос изменения проницаемости продуктивного пласта при его краевой разгрузке с учетом перемещения частиц (песка, обломков породы), хотя известно, что создание всестороннего гидравлического давления (через диафрагму) понижает проницаемость образца, а снятие давления ее повышает. Однако попеременные нагружение и разгрузка образца могут нарушить его сплошность.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и при заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) для многих производственных объединений РФ стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин – получаемый полезный эффект, т.е. добыча определенного количества углеводородов на 1 руб. затрат при строительстве скважин. За последние 10 лет она сократилась более чем в 2 раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий. Это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности, альтернатива экстенсивному пути ее развития, экономически неоправданному освоению многих новых малопродуктивных месторождений.

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности – наличие взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом – не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствуют оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодны ускорение и снижение фактической себестоимости строительства скважин по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству, лишь бы был достигнут его минимальный уровень, необходимый для сдачи скважин.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

10.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БУРЕНИЕ И ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора (но не во всех случаях).

Кроме ухудшения естественного состояния продуктивного пласта за счет проникновения фильтрата бурового раствора и в некоторых случаях твердой фазы на скорость бурения влияет ряд технологических факторов, определяемых свойствами бурового раствора: плотность, вязкость, показатели фильтрации, содержание и состав твердой фазы. Эти показатели могут способствовать увеличению механической скорости проходки (фильтрация) и одновременно снижать проницаемость призабойной зоны или способствовать уменьшению скорости проходки и улучшать состояние призабойной зоны. Вместе с тем основные показатели технологических свойств буровых растворов взаимосвязаны.

В бурении предъявляют повышенные требования к выбору бурового раствора, в первую очередь с позиции предупреждения осложнений и аварий, затем учитывают обеспечение наилучших условий работы породоразрушающего инструмента и, к сожалению, очень редко уделяют внимание максимальной возможности сохранения естественного состояния продуктивного объекта.

10.3. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта включает большой круг вопросов, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Это наиболее доступный для изменения фактор — обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволевой зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Существуют следующие основные факторы загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, которая поступает из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

кольматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной $6,5 \text{ см}^2$, находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП. Их влияние идет в направлении снижения проницаемости ПЗП за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающей поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; действия адсорбционных сил, удерживающих воду в порах, и др.

Буровой раствор с высокой водоотдачей нецелесообразно использо-

вать при освоении скважин и добыче нефти и газа, так как он снижает естественную продуктивность пласта, и для ее восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько кислотных обработок.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно около стенки скважины. Проницаемость этой зоны ухудшается практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);

противодавления на пласт от столба бурового раствора;

длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;

состава цементного раствора;

глубины и плотности перфорации обсадной колонны;

длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;

способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород.

2. Гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой коагуляции содержание частиц, диаметр которых больше на 30 % размера поровых каналов или трещин, должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента.

3. Поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным; водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта. Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (вращающиеся превенторы, дистанционно управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора), поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Как фактор репрессия имеет превалирующее значение:

от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спуско-подъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на разных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть – газ – порода – остаточная вода – фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина – пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины изменяется в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это явление в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) – фильтрат и, если по-

верхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть – фильтрат.

Качество вскрытия продуктивных пластов следует повышать двумя путями:

выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

выбором технологических режимов вскрытия и промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессии, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать без заметных остаточных явлений последствия проникновения фильтрата в призабойную зону.

Твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникающего раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, различающихся основными признаками и усло-

виями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных ядрах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти более чем на 50 %, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 10.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости ядра при разных условиях находится в пределах 45–85 %. Добавка к буровому раствору реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на начальную проницаемость пористой среды отражают данные табл. 10.2. Таким образом, как показывают лабораторные исследования, проведенные в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 10.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Рассмотренные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на некоторых площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Таблица 10.1

Восстановление проницаемости ядра

Порода	Начальная нефтепроницаемость, мкм ²	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (МИНГ)
	1,0		62	
	1,4		68	
	2,0		74	
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4	«	42	В.А. Шевадин (ТатНИИ)
	1,2		46	
	2,0		50	
	0,4		86	
	1,2		84	
Юрский песчаник Таллинского месторождения	0,01–0,2	Пластовая (де-вонская)	82	Н.Р. Рабинович (ВНИИКРнефть)
			82	
			55	
		Любая		

Таблица 10.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Коэффициент восстановления начальной проницаемости, %
Вода	59,4
Буровой раствор без добавки реагентов	71,7
Буровой раствор + 10 % УЩР	47,5
Буровой раствор + 1 % КМЦ	59,8
Пена	94,2
Раствор на нефтяной основе	95,0

Таблица 10.3

Уменьшение коэффициента продуктивности

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа		K ₁ /K ₂
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K ₁	после закачки раствора K ₂	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов в скважинах глубиной 4000–5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое вследствие высоких пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до 1,8–2,2 г/см³. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, его вскрытие проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него большого количества раствора, особенно при часто повторяющихся спускоподъемных операциях, когда наблюдается резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным:

Самарская область.....	18–48
Украина.....	50–80
Азербайджан.....	60–120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма большой. По данным специальных исследований, она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана 1,4–2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5–3,0 м, на Самотлорском месторождении 6–37 м и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Цементирование эксплуатационной колонны может также отрицательно влиять на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже или выше гидростатического. В первом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и собственно раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью $1,8 - 1,85 \text{ г/см}^3$. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность операций, проводимых при заканчивании скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно, как считают специалисты, использовать растворы на углеводородной основе (РУО) или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, которые предотвращают снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удастся получить промышленный приток газа, необходимо искать растворы новых типов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности.

В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью $1,75 \text{ г/см}^3$. В результате существенно снижается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, затрудняется освоение скважин и требуется неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Конструкцию скважин в зоне многопластовой залежи следует выбирать исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного объекта и всей залежи в це-

лом. Эту задачу можно выполнить в результате отдельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии многопластовых продуктивных залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи составляет немного более 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 58 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на Майкопском и Куцевском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44–0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 в большой степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов и заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, этот способ все еще не находит широкого применения на практике.

Внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И наконец, независимо от типа используемого газообразного агента сложившаяся технология имеет существенный недостаток — не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу бурильной и обсадной колонн, а также к разрушению устьевого оборудования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО «СевКавГазпром» разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами ДВС, обеспечивающими равновесие давления в системе скважина — пласт. Использование выхлопных газов ДВС

исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает изнашивание устьевого оборудования.

Для вскрытия газоносного пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

компрессорные установки с подачей $30-50 \text{ м}^3/\text{мин}$ на рабочее давление $3,0 \text{ МПа}$;

устьевые вращающиеся герметизаторы на рабочее давление $5,0-10,0 \text{ МПа}$.

Для охлаждения и очистки выхлопных газов можно использовать аппараты воздушного охлаждения типа АВГ-П-160 РР и масловлагодотделители типа ВО-1.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пеной.

СевКавНИИГазом разработана новая технология вскрытия пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Эта технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

Применение данной технологии позволяет:

вскрывать пласты с давлением, равным $0,1-0,3$ гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

существенно экономить энергию и материалы на процессы промывки скважины;

исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

не допускать загрязнения окружающей среды;

увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт. Суть этого метода заключается в том, что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Методы равновесного бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт базируются на оперативном контроле за пластовым давлением и на корректировке плотности бурового раствора. Появляется необходимость частых остановок (перерывов) в бурении для определения пластового давления (по значению устьевого давления) и изменения плотности бурового раствора.

В СевКавНИИГазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфическая особенность герметизированной системы циркуляции – наличие буферного компенсатора, с помощью которого буровой раствор подают от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии – проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при $p_3 = p_{пл}$;

бурение с избыточным давлением – проведение полного цикла буровых работ при $p_3 > p_{пл}$;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство $p_3 = p_{пл}$ соблюдается только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины в статическом состоянии меньше пластового (т.е. $p_3 < p_{пл}$).

При этом буровые работы выполняют с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промысловой практике имеется немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтеносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объекта. Применение в этих условиях облегченных тампонажных растворов плотностью 1,5–1,54 г/см³ с пониженной фильтратоотдачей (добавки фильтроперлита 5 %) позволило при освоении обеспечить увеличение дебита в 3 раза по сравнению с дебитом скважин, цементировавшихся по старой технологии.

Тампонажные растворы, применяемые для цементирования продуктивных пластов, представляют собой сложные физико-химические системы, которые несовместимы с буровыми растворами, предшествующими их применению. Взаимодействие компонентов тампонажного раствора с остатками бурового в трещинах, порах пласта, как правило, приводит к увеличению закупоривающего эффекта и усложнению задачи восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

Отечественная и зарубежная практика показала, что основные способы, направленные на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн для свойств продуктивных объектов, следующие: снижение репрессии на пласт, уменьшение фильтратоотдачи тампонажного раствора и достижение наибольшего физико-химического соответствия между фильтратом тампонажного раствора и компонентами коллектора, составом пород пласта и пластовых флюидов.

Практически этого можно достичь в результате осуществления следующих мероприятий:

ограничение высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижение плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрации;

уменьшение фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на углеводородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

крепление продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставление необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

При наличии зон АНПД в разрезах с целью обеспечить поднятие цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты.

Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок лежащего выше столба вследствие «зависания», обеспечивают поддержание внутрипорового давления на уровне 90 % условно-гидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными свойствами.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую дисперсию (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который готовят из портландцемента, затворенного водой. В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества, например неонол АФ9-12, превоцелл марок NG-10, NG-12, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирают исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирают из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечи-

вающей подъем его до проектной глубины без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию проводят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности с эжектором-аэратором. Перед блоком или к блоку манифольдов подсоединят гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергагор-смеситель. Пенообразователь подают цементировочным агрегатом через гидроактиватор в блок манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость (отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора), которая должна быть равна 1 (100 %); растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более 0,2 г/см³; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин – поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной жидкости – предотвращать смешение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения стабильной буферной жидкости составляет 20–35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет помимо выполнения разделительной функции достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса ее части из зоны цементирования. Используют буферную жидкость объемом от 3 до 6 м³.

Физические особенности добываемого газа (низкая вязкость, малая плотность) обуславливают повышенную вероятность каналаобразования в затрубном пространстве в период ожидания затвердения цементного раствора (ОЗЦ).

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и другими факторами, поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы разные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная по-

тайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается горизонтальным участком ствола скважины, и если геомеханическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае при наличии трещин, пересекающих несколько пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов, в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка, при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом скважины. Такое требование обусловлено тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным (более длительным по времени).

Спуск сплошной (или потайной) колонны при современных технико-технологических возможностях сложен. Но важнейшим вопросом является ее цементирование, поэтому наибольшее внимание должно быть уделено специальным (по всей вероятности, жестким) центраторам.

Цементирование обсадной колонны (лайнера) должно обеспечить равномерное вытеснение бурового раствора цементным из заколонного пространства. В зарубежной практике удовлетворительное цементирование колонны достигается применением стабилизаторов и жестких центраторов, в отечественной — жестких центраторов.

Если основные технологические параметры процесса цементирования следует уточнять по мере накопления опыта применительно к различным площадям и геолого-физическим условиям, то тампонажные растворы подбирают конкретно к каждой скважине по известным методикам. Но общими и обязательными для всех условий должны быть седиментационная устойчивость, нулевая водоотдача. Применительно к цементированию горизонтальных стволов скважин необходимо радикально изменить требования к цементному раствору. После цементирования в горизонтальном дренажном канале не должна скапливаться вода; объем тампонажного раствора не должен уменьшаться (при переходе раствора в гелеобразное состояние); тампонажный раствор должен быть равноплотным по диаметру; скопления бурового раствора в горизонтальном стволе не должно быть во избежание его обезвоживания и образования каналов при контакте с твердеющим цементным раствором — камнем.

Однако при проведении горизонтального канала в однородном пласте жесткие требования к тампонажному раствору и технологии цементирования могут быть распространены на краевые участки; в случае фациально-неоднородного пласта, наличии трещинообразований, перемежаемости требования должны выдерживаться по всем правилам технических условий.

Необходимо применять буферные разделительные жидкости между вытесняемым буровым и вытесняющим тампонажным растворами. Объем буферной жидкости и ее характеристика должны быть такими, чтобы обеспечить вытеснение бурового раствора. Если ее применение чем-либо ограничено, то следует увеличивать объем тампонажного раствора (для тех же целей).

Важнейший этап работы — контроль качества цементировочных работ; приборы, спускаемые в скважину, необходимо центрировать (используют специальные прокладки под приборы в обсадной колонне, но их установка не должна помешать сигналу датчика).

Перфорацию обсадной колонны и цементного кольца следует проводить с использованием специальных жидкостей и перфораторов, спускаемых на НКТ.

В зарубежной практике (с 2000 г. в США 40 % нефти и газа планируется добывать с помощью горизонтальных скважин) обычно заканчивают скважины традиционным способом с использованием жидкостей глушения, которые нередко ухудшают коллекторские свойства пласта в приствольной зоне. Применяют также сбалансированное бурение. Основная цель таких операций — защита продуктивных пластов от загрязнения скважин скважинными жидкостями во время бурения и заканчивания. Вторичная цель — предупреждение чрезмерных потерь таких жидкостей в пласт. Эта технология предполагает ряд специальных мер, которые будут рассмотрены далее.

В США большое внимание уделяют сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Буровые растворы специально готовят для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

С учетом этого специальные буровые растворы подразделяют на две большие группы.

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия их свойств требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие доведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу; компоненты таких жидкостей растворимы в нефти, кислоте, воде либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть устранено). Сюда можно отнести рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Углеводородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин, они обеспечивают их максимальную естествен-

ную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсионной среды используется нефть и которые в качестве дисперсной фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа: собственно растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводят модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу. При обратном отмыве зерна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к начальной скорости фильтрации.

В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используют материалы с коллоидными системами (окисленный на воздухе битум).

Широкие возможности для применения в области заканчивания скважин имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовят на основе нефти, а ее стабилизация достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Их применяют при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводят кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчанников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением широко используют пены.

Методы вскрытия продуктивных отложений для эффективного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований:

формировать в проницаемых стенках ствола гидроизолирующий слой, фильтрационные и прочностные характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

обеспечивать долговременную изоляцию непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплению;

создавать условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

На основании изложенного можно обосновывать следующие показатели для сравнительной оценки качества вскрытия продуктивных отложений:

1) коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

2) градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

3) максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

4) сравнительные геолого-физические характеристики и параметры пластов продуктивных отложений (толщина пластов и гидроизолирующих перемычек, пластовые давления и температура, удельный дебит, коэффи-

циенты продуктивности и гидропроводности, ПЗП, скин-фактор, обводненность продукции);

5) показатели качества разобщения продуктивных горизонтов в заколонном пространстве от водоносных пластов (однородность цементного камня по плотности и сплошность по высоте, отсутствие или наличие заколонных перетоков, притока чуждых пластовых флюидов к фильтру скважины).

Указанные показатели обеспечивают получение корректных сравнительных оценок качества вскрытия продуктивных отложений на основе сопоставимости геолого-технических условий заканчивания, освоения и эксплуатации скважин и учета влияния технологических факторов на коллекторские свойства призабойной и удаленной зон нефтегазовых пластов.

10.4. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

МЕТОДЫ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза проводят специальные исследования, объем и методы которых зависят от целевого назначения скважины. Эти исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазоносности отдельных интервалов и предварительную оценку их промышленной значимости, получение достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождений, определение эксплуатационных характеристик пласта.

Для оценки продуктивности разреза применяют косвенные и прямые методы. *Косвенные* методы позволяют получить характеристики, косвенным образом указывающие на присутствие нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относят 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 требуют вызова притока нефти или газа из пласта.

Наиболее полную информацию об исследуемых нефтегазовых объектах можно получить 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, установления 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.

В группе прямых методов выделяют стационарные и экспресс-методы. *Стационарные* методы предполагают, что исследование проводят на уста-

новившемся режиме фильтрации. Например, метод пробной эксплуатации предусматривает наблюдения в течение длительного времени (до 1 мес и более), при использовании метода установившихся отборов наблюдения и измерения проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока, позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины.

Исследования по *экспресс-методу* требуют значительно меньше времени. В его основе лежит контроль за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщаемом с продуктивным пластом после вызова притока из него.

Иногда для малодебитных скважин применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению предварительно сниженного уровня жидкости в скважине.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование.

Задача опробования – вызвать приток флюида из пласта, отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит скважины. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи.

Практикуют два метода испытания скважин: «снизу вверх» и «сверху вниз».

При использовании метода «*снизу вверх*» скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной и цементной оболочкой за ней. Испытания начинают с нижнего объекта, для чего обсадную колонну против этого пласта перфорируют, осуществляют вызов притока, отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения. После завершения испытания нижнего объекта устанавливают цементный мост или резиновый тампон выше перфорированного участка, рассчитанный на перепад давления до 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну напротив выше расположенного объекта, испытывают его и переходят к следующему объекту, перемещаясь вверх. Отсюда и название метода «*снизу вверх*».

Этот метод продолжают применять в настоящее время, хотя он имеет существенные недостатки: загрязняются в открытом стволе пройденные при добурировании скважины пласты; возможны искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимо спускать и цементировать обсадную колонну для разобщения опробуемых объектов.

Для устранения отмеченных недостатков созданы специальные измерительные инструменты, которые позволяют опробовать и испытать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после вскрытия. С созданием таких инструментов появился новый способ, получивший название метода «*сверху вниз*».

Для его реализации используют различные глубинные инструменты, которые по конструктивному исполнению, особенностям применения и назначению можно условно разделить на три типа: 1) пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне труб; 2) аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия бурением намеченного объекта; 3) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом пласте получают с по-

мощью пластоиспытателя на колонне труб. Аппараты второго и третьего типов позволяют выполнить лишь опробование пласта, поэтому их обычно называют *опробователями*.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое при промывке скважины не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис. 10.1, этап I).

После спуска опробователя 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; происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола (рис. 10.1, этап II). С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в опробователе и давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину (рис. 10.1, этап III) и попадает в опробователь. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают, в результате чего закрывается клапан в опробователе и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

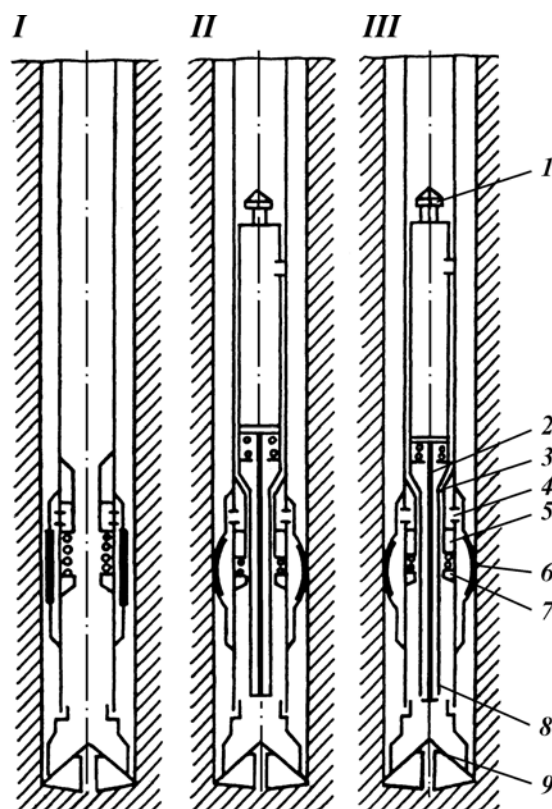


Рис. 10.1. Этапы (I-III) работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:

1 - шлицовая головка; 2 - грунтоножка; 3 - седло запорного устройства; 4 - впускное окно; 5 - отсекатель; 6 - пакерующее устройство; 7 - нижнее седло опробователя; 8 - впускной клапан; 9 - долото

робователь захватывают овершотом и поднимают с помощью каната на поверхность. Иногда его извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

Опробователь, спускаемый на каротажном кабеле, применяют тогда, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для оценки изменения проницаемости пласта по мощности, для определения положения границы пластовой воды и нефти и т.п.

После подъема бурильной колонны опробователь спускают в скважину на заданную глубину (рис. 10.2, этап I). С поверхности по кабелю электрическим импульсом 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. 10.2,

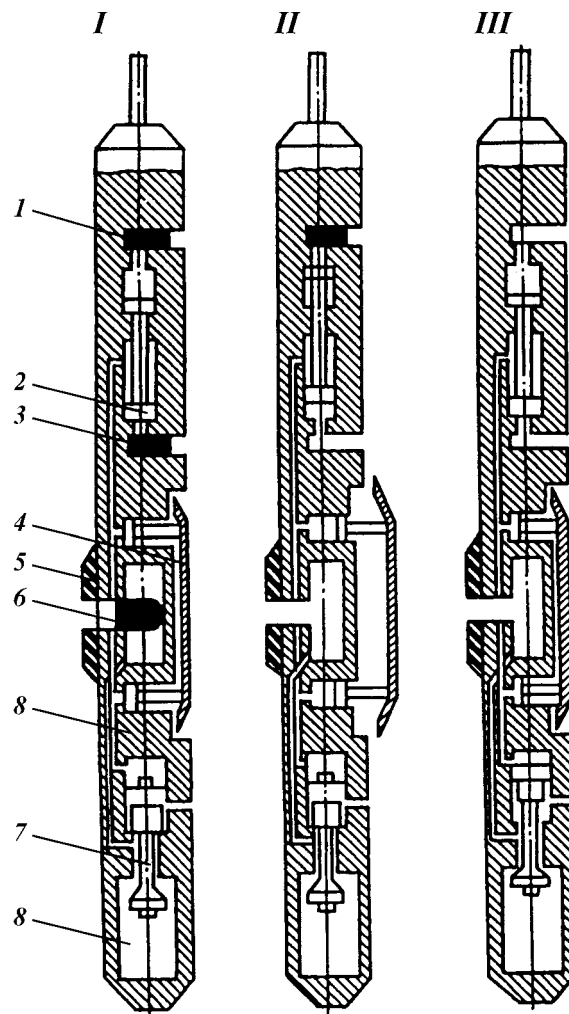


Рис. 10.2. Этапы (I–III) работы опробователя на кабеле:

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

этап II). Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Гидравлическая система опробователя в конце исследования закрывает входной клапан емкости. В результате отобранная проба запирается, избыточное давление под прижимной лапой снижается, и под действием пружины она возвращается в транспортное положение (рис. 10.2, этап III).

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Из экспресс-методов, применяемых при исследованиях в скважине, наиболее распространен способ с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб.

Его применяют для испытания объектов сразу после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку незагрязненного буровым раствором пласта.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при испытании 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 включает инструменты, аппараты и приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при испытании пласта и проведении измерений. Такой испытатель называют *комплексом испытательных инструментов* (КИИ). Применяющиеся в настоящее время комплекты пластоиспытателей разработаны совместно 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. 10.4).

В состав пластоиспытателя входят следующие основные узлы (рис. 10.3): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан (ЗПК), гидравлический испыта-

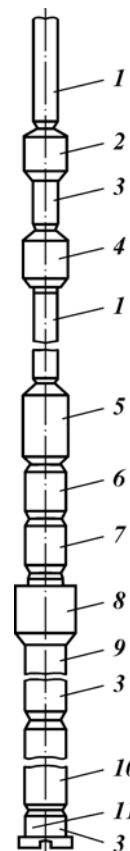
Таблица 10.4

Техническая характеристика комплектов испытательных инструментов

Показатель	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 резиной:			
обычной	130	130	130
термостойкой	200	200	200

Рис. 10.3. Схема пластоиспытателя:

1 — бурильные трубы; 2 — циркуляционный клапан; 3 — глубинные манометры; 4 — запорный поворотный клапан; 5 — гидравлический испытатель пластов; 6 — ясс; 7 — безопасный переводник; 8 — пакер; 9 — фильтр; 10 — хвостовик; 11 — опорный башмак (пяты)



тель пластов (ИПГ), ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр-хвостовик, опорный башмак.

Гидравлический испытатель пластов — главное звено пластоиспытателя — 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 и 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 60–120 кН). По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается. Запорный поворотный клапан закрывается путем вращения бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия регистрируется процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан, установленный над запорным поворотным клапаном, служит 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 входят также несколько глубинных манометров, которые помещают в приборном патрубке и устанавливают в других местах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать достоверность полученной информации об изменении давления 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 иногда применяют регистрирующий термометр.

Пластоиспытателями управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изолирует интервал ствола скважины напротив исследуемого объекта от остальной его части, вызывает приток пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбирает пробы пластового флюида для исследования, регистрирует восстановление давления в подпакерной зоне.

Изменения давления регистрируются автоматически в течение всего

периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ – ГрозУфНИИ работает следующим образом.

Под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб пакерующее устройство изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис. 10.4, этап I).

По истечении определенного времени срабатывает гидравлическое реле, и закрывается уравнительный клапан (рис. 10.4, этап II), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 10.4, этап III), через который подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, частично заполненной жидкостью. Давление под пакером резко уменьшается до значения гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый пласт действует депрессия, приводящая к притоку пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну, и даже пластового флюида. Вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают кривую восстановления давления. На конечном этапе дают натяжение инструмента, под воздействием которого закрывается приемный клапан ИПГ, и некоторое время спустя открывается уравнительный клапан, восстанавливающий гидравлическую связь подпакерной зоны с надпакерной. Давление в этих зонах выравнивается, и под влиянием натяжения пакер восстанавливает свою форму. В некоторых случаях для его

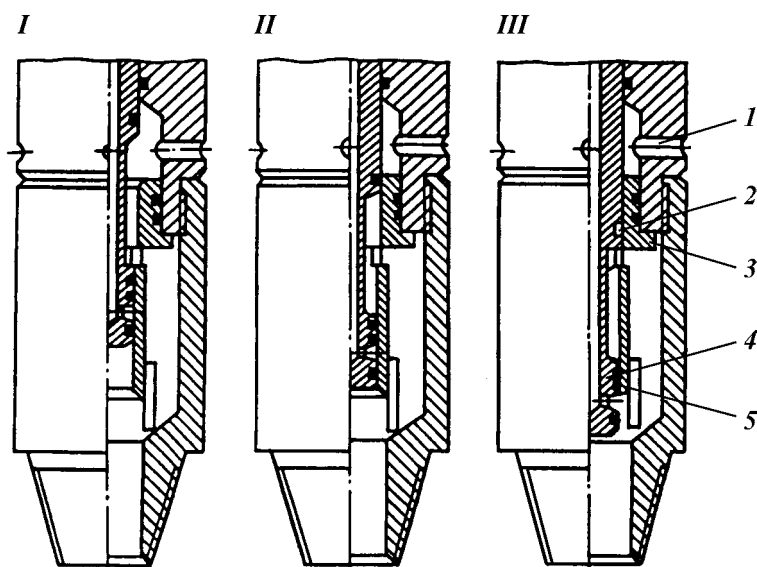


Рис. 10.4. Этапы (I–III) работы клапанов ИПГ:

1 – уравнительные каналы; 2 – уплотнитель уравнительного клапана; 3, 5 – гильзы соответственно уравнительного и приемного клапанов; 4 – приемный клапан

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 КИИ – ГрозУфНИИ имеют недостатки: они одноциклового действия, и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; некоторые узлы недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не более 40 МПа.

Для повышения достоверности испытания целесообразно проведение повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ (табл. 10.5).

Многоцикловой гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевКавНИПИнефти (рис. 10.5).

Благодаря действию на запорную гильзу избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении, появляется возможность многократного открытия и закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в результате чего создается депрессия на пласт и происходит вызов притока (нижнее положение штока). При подъеме штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости в буровую колонну прекращается, 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 «выбран» свободный ход в раздвижном механизме.

Многоцикловой испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликсного типа МГИ-1, яссом закрытого типа,

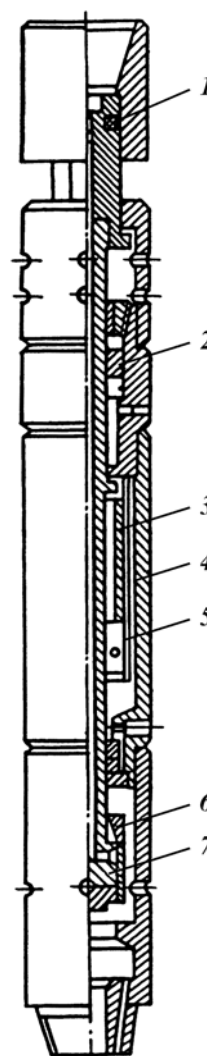


Рис. 10.5. Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2:

1 – сменный штуцер; 2 – подвижное уплотнение; 3 – тормозной поршень; 4 – калибровочный канал; 5, 6 – промежуточная и запорная гильзы; 7 – приемный клапан

Техническая характеристика пластоиспытателей серии МИГ

Показатель	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	5 680	5 440
Допустимая нагрузка, кН:		
сжатия	1 250	1 500
растяжения	600	700
Допустимое внешнее давление, МПа	100	–
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта с резиной:		
обычной	130	130
термостойкой	200	200

для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, а также безопасным переводником.

Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. В конструкции пластоиспытателя МИГ остаются еще некоторые недостатки. Так, отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) довольно сложные, многие узлы после каждого спуска в скважину необходимо подвергать разборке и обязательной ревизии.

11 КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН. ФИЛЬТРЫ

ГЛАВА

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от правильного выбора конструкции, которая обеспечивает разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения.

Практика проводки скважин в сложных геологических условиях, научные разработки в области бурения и крепления позволили резко увеличить глубину скважин и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;

применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;

использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн;

уменьшение конечного диаметра скважин и эксплуатационных колонн; обязательный учет условий вскрытия и разбухания продуктивного объекта;

крепление наклонно направленных и горизонтальных скважин.

11.1. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Обсадные колонны по назначению подразделяются следующим образом.

Направление — первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие особенности. Обычно направление спускают в заранее подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направление забивают в породу, как сваю.

Кондуктор — колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна (их может быть несколько) служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Эксплуатационная колонна — последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

геологические особенности залегания горных пород, их физико-

механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;
- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывают как неизменный фактор.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. В связи с этим необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главнейших факторов.

Все технико-экономические факторы – субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенства всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях рациональна. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, *рациональной* можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ

Чтобы обеспечить лучшие условия бурения, наиболее эффективную технологию проводки и предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

- характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

- проницаемость пород и пластовые (поровые) давления;

- наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промысловой жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

- температуру горных пород по стволу;

- углы падения пород и частоту чередования их по твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их толщины, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложниться работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы одна от другой, если пластовые давления превышают давления гидроразрыва пород, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разность температур требует применения тампонажных цементов разных типов.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих равных условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп самопроизвольного набора кривизны.

Колебания значений зенитного и азимутального углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин вследствие их заклинивания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола вертикальной скважины были минимальными. Если проектная конструкция нарушается, то возникает опасность ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до проектной глубины.

НАЗНАЧЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Сочетание обсадных колонн разных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающий фактор — обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах поискового характера на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого числа спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого kernового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и менее с последующим спуском 114-мм эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливает возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

давление газа на устье близко по значению к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

незначительная вязкость газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и заколонного пространства;

интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений в незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность;

возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с защитным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин:

достаточная прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в заколонном пространстве;

качественное разобшение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;

достижение предусмотренных проектом режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортирования по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Предусмотренные проектом режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

МЕТОД ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относят пластовое давление; наличие пропластковых и подошвенных вод; прочность пород, слагающих пласт; тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, в отсутствие пропластковых и подошвенных вод и при достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или «обратным» цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при усло-

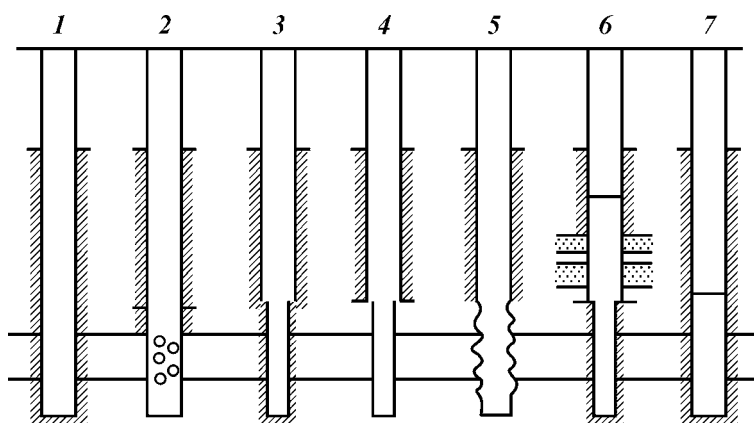


Рис. 11.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:

1, 2 — сплошная колонна, зацементированная соответственно через башмак и специальные отверстия под пластом; 3, 4 — зацементированная колонна с хвостовиком; 5 — колонна, спущенная до пласта (эксплуатационная с открытым забоем); 6, 7 — комбинированные колонны, спущенные секциями

вии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины можно эксплуатировать и без крепления обсадной колонной.

На рис. 11.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

СПОСОБ БУРЕНИЯ

В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом и забойными двигателями. Для обеспечения эффективной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметрами 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют ее возможную конструкцию.

Диаметр турбобура, мм	190	168
Конструкция скважины, мм	377×273×146(168)	351×245×146(168)

Наименьший диаметр работоспособного электробура составляет 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного искривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

Проведенные исследования и промысловый опыт показывают, что на современном этапе развития технологии и техники бурения используются почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной по пути увеличения выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Величина выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Степень изнашивания труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спуско-подъемных операций, выполненных в колонне, и временем вращения бурящего инструмента в ней.

При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурящего ин-

струмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонн не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с пониженной толщиной стенки.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн. Г.М. Эрлихом была предложена методика оценки износа обсадных колонн, получившая широкое распространение в практике проектирования конструкций скважин.

Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2 , а также износа i обсадных труб предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2ch}{l} \left(s + H_0 \frac{l}{h} - H_0 \right); \quad (11.1)$$

$$s = H_1 \left(\frac{H_2 - H_1}{c} \right) \left(\frac{c+1}{2} \right); \quad (11.2)$$

$$L_2 = \pi d n t \frac{h}{l_0}; \quad (11.3)$$

$$i = (L_1 + L_2) / 41500, \quad (11.4)$$

где c — число рейсов; h — длина бурильного замка в свинченном виде; l — средняя длина одной трубы с замком; s — средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; H_0 — общая длина УБТ; H_1 — начальная глубина бурения; d — диаметр замка бурильной трубы, мм; n — средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до

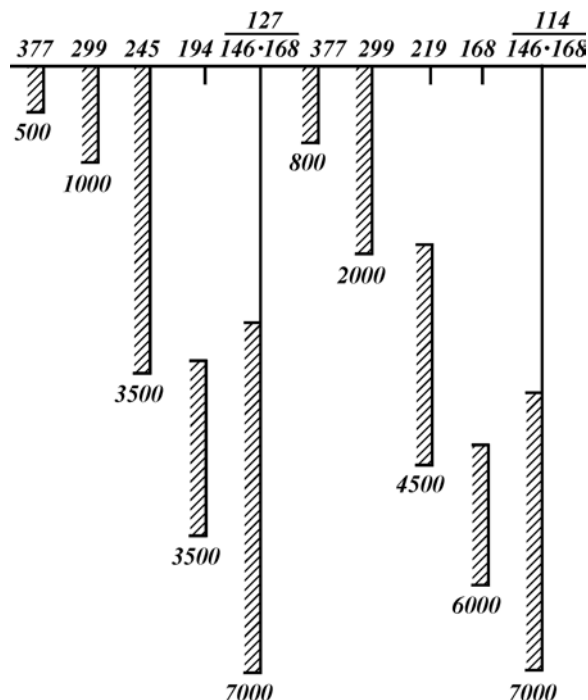


Рис. 11.2. Примеры конструкций скважин, принятых при расчете промежуточных обсадных колонн на механический износ

Расчетный износ труб промежуточных колонн

Диаметр, мм				Длина выхода из колонны, м	Число рейсов (спусков-подъемов) инструмента
обсадных труб	бурильной колонны	замков бурильных труб	УБТ		
299	141	172	254	2500	250
245	141	172	203	2000	200
219	114	140	178	1500	150
194	114	140	146	1500	150
168	114	140	146	1000	100

Примечания: 1. Толщина стенки обсадной трубы 10 мм. 2. Время одного рейса 5 ч.

H_2 , мин⁻¹; t – время бурения роторным способом, мин; l_0 – расстояние между замками бурильной трубы; 41500 – условное линейное перемещение бурильной колонны, м, необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций (рис. 11.2). Итоговые данные расчета (табл. 11.1) показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000–1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30–77 % от начальной толщины стенок, а для 299-мм и 245-мм колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь.

Со временем менялись как методы проектирования конструкции скважин на базе целенаправленных исследований и промышленного опыта, так и формирование самого понятия «конструкция скважины» (в последнее время все чаще «крепь скважины») с акцентированием на определяющие ее совершенство элементы и предъявляемые к ним требования.

Практика показала, что кроме диаметров долот и бурильных труб для углубления скважины необходимо учитывать значения допустимого минимального зазора между смежными обсадными колоннами, а также между колоннами и стенками скважины, в первую очередь по двум основным критериям. Первый из них диктуется обеспечением благоприятных условий для применения заколонной технологической оснастки и гидродинамики процесса цементирования, которые, в свою очередь, при прочих равных условиях являются определяющими для формирования герметичного цементного кольца и устойчивой к поперечным нагрузкам крепи скважины. Второй вытекает из условия проходимости обсадной колонны по стволу скважины заданного профиля. В последнем случае решение оптимизационной задачи предусматривает обратную связь, заключающуюся в корректировке профиля ствола скважины по интенсивности пространственного искривления и эффективного диаметра на отдельных участках.

Номенклатура и типоразмеры используемых в настоящее время бурильных труб, забойных двигателей, КНБК, породоразрушающих инструментов в сочетании с буровыми насосами, обеспечивающими реализацию

Таблица 11.1

Частота вращения ротора, мин ⁻¹	Суммарная длина перемещений инструмента, м		Износ труб, мм			Максимальная и минимальная остаточная толщина стенок обсадных труб, мм
	при бурении	при СПО	концентричный	эксцентричный	последующий при бурении ниже хвостовиков	
93	193 000	96 500	7	10	3–5	0
93	154 000	117 200	5	10	2–3	2–0
43	51 200	111 000	4	6	2–3	4–1
43	51 200	128 300	4	7	–	6–3
43	534 100	88 000	3	4	–	7–6

оптимальной гидравлической программы углубления и управление скважиной, носят соподчиненный характер по отношению к конструкции скважины.

Под элементом конструкции скважин, включающим сведения о цементировании обсадных колонн, долгое время подразумевали высоту подъема цементного раствора за колоннами. В настоящее время – это многофакторный и один из основных, определяющих элементов конструкции скважин, выходящий далеко за пределы задачи выбора высоты подъема цементного раствора, хотя сам по себе выбор интервалов цементирования и высоты подъема цементного раствора лежит в основе рассматриваемых элементов (показателей) конструкции скважины.

В ГОСТах и отраслевых стандартах газонефтяной отрасли до настоящего времени нет термина «конструкция скважины».

Обобщив взгляды специалистов, можно сформулировать понятие «конструкция скважины» следующим образом.

Конструкция скважины – это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоизмеримо малыми по сравнению с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения: изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

В газонефтяной отрасли нет также единого методического подхода к оценке качества проектирования и строительства скважин, в том числе их конструкции.

Такое положение приводит к разночтению отдельных понятий, недооценке факторов, являющихся определяющими совершенство крепи, привносит субъективизм во взаимоотношения между заказчиками строительства скважин, подрядчиками и контролирующими организациями. В то же время необходимость и возможность создания такого методического обеспечения очевидна.

ВЫБОР ДИАМЕТРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ВЫСОКОДЕБИТНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В литературе предложено несколько методов расчета рациональных диаметров газовых скважин, но точного решения этой задачи нет. Диаметр эксплуатационной колонны определяют исходя из условия максимального использования энергии пласта при минимальных капиталовложениях в разработку месторождения. Например, М.А. Цайгер считает, что показателем рациональности конструкции I может служить следующее выражение:

$$I = K_c \frac{\Delta p^2}{q}, \quad (11.5)$$

где K_c — капиталовложения в строительство одной эксплуатационной скважины данного диаметра; Δp — депрессия на пласт; q — дебит скважины.

Е.М. Нанивский под показателем рациональности конструкции понимает отношение затрат капиталовложений и пластовой энергии к добыче 1 тыс. м³ газа в сутки, т.е.

$$I = K_c \frac{P_{\text{пл}} - P_y}{q}, \quad (11.6)$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление скважины; P_y — давление на устье.

Оптимальный диаметр эксплуатационной колонны Р.Е. Смит и М.У. Клегг определяют исходя из условия обеспечения максимального значения удельного дебита средней скважины.

Е.М. Нанивский рекомендует принимать диаметр эксплуатационных колонн газовых скважин для Уренгойского месторождения при дебитах от 6,5 до 1,0 млн м³/сут равным 299 мм, а для месторождения Медвежье при дебите скважин от 4,7 до 0,7 млн м³/сут — 273 мм. Расчеты Г.С. Грязнова подтверждают, что наиболее рациональные диаметры эксплуатационных колонн, способные пропустить поток газа с дебитом 5–8 млн м³, при оптимальном расходе пластовой энергии и наиболее высокой экономической эффективности равны 245–273 мм для месторождений типа Медвежьего и 245–324 мм для месторождений типа Уренгойского.

Исходя из криогенных и теплофизических условий указанных месторождений диаметр эксплуатационной колонны 219 мм является граничным. При меньшем диаметре возможно образование кристаллогидратных пробок, для предупреждения которых потребуется ввод в скважины ингибиторов.

Заслуживает внимания выбор диаметра эксплуатационной колонны на основании детальных подсчетов потерь давления в начальный период добычи и с учетом тех изменений в потерях, которые произойдут в процессе дальнейшей разработки залежи (Е.М. Минский и А.Л. Хейн).

Экономически оправдано заканчивание высокодебитных скважин эксплуатационными колоннами диаметром 219–324 мм. При увеличении диаметра колонн в 2,2 раза (от 146 до 324 мм) дебит возрастает в 8–8,5 раза, а стоимость строительства — лишь в 1,6 раза (Уренгойское месторождение).

МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины — основной этап ее проектирования. Он должен обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Вопросы разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин изучались как в нашей стране, так и за рубежом. В одних случаях за основную предпосылку принималось гидродинамическое совершенство конструкции в целях получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определение необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения на несколько зон в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под *несовместимостью условий бурения* понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Существует рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q , т.е. расхода Q , отнесенного к площади забоя:

$$q = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad (11.7)$$

где D — диаметр скважины.

Условие использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах — реализация на забое 2/3 общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощно-

Таблица 11.2

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		Типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 $5/8''$	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5В-7 $1/3''$	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8''	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5В-9''	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5В-9''	0,69

сти, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного 2/3, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб, приведенные в табл. 11.2, обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы обеспечивают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный КПД гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служит основой методики.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = p_1 / (\Delta p_2 - \Delta p_1), \quad (11.8)$$

где p_1 — ожидаемое давление на устье скважины; Δp_2 — минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора; Δp_1 — ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну.

Как следует из выражения (11.8), необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

Если в геологическом разрезе в интервале под очередную промежуточную колонну после кондуктора отсутствуют водогазонефтенасыщенные пласты с АВПД, значение p_1 принимают равным 0,1 МПа. В этом случае выражение, определяющее длину кондуктора H'_1 при проектировании конструкции скважин для нормальных условий, имеет вид

$$H'_1 = 0,1 / (\Delta p_2 - \Delta p_3), \quad (11.9)$$

где Δp_3 — максимальное значение градиента гидродинамического давления промывочной жидкости, применяемого при бурении под промежуточную колонну, МПа/м.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H''_1 в результате незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят по формуле

$$H_1'' = p_2/\Delta p_2, \quad (11.10)$$

где p_2 — давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны H_2 , которую рассчитывают с учетом максимального значения гидродинамического давления p_3 , возникающего при бурении под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны:

$$H_2 = p_3/\Delta p_4, \quad (11.11)$$

где Δp_4 — минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газонефтеводопроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{\text{пл}}/\alpha', \quad (11.12)$$

где $p_{\text{пл}}$ — максимально возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' — градиент давления разрыва пластов (принят равным 0,02 МПа/м).

В формуле (11.12) максимально возможное давление газа на искомой глубине H условно принято равным пластовому, причем разность между ними играет роль коэффициента безопасности.

Если для низкодебитных скважин с незначительным пластовым давлением такое приращение дает практически применимые результаты, то для высокодебитных скважин с большим $p_{\text{пл}}$ формула (11.12) приводит к значительной погрешности, так как не учитывает снижение давления в скважине по направлению от забоя к устью.

Эта задача рассмотрена М.А. Шамилевым. Предложено удовлетворительное решение для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением:

$$H = \frac{p_{\text{пл}}}{e^s \alpha - p_{\text{пл}}(e^s - 1)/L}, \quad (11.13)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $e = 2,7183$ — основание натурального логарифма; $S = 0,03415\beta L/(z_{\text{ср}}T_{\text{ср}})$; β — относительная плотность газа по воздуху; $z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости газа; $T_{\text{ср}}$ — средняя абсолютная температура газа, К; α — градиент давления разрыва пластов, МПа/м; L — глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Газовые скважины характеризуются и другими особенностями, например большой мощностью продуктивного пласта. Хотя залежи с большим этажом газонасыщенности встречаются сравнительно редко (месторождения Шебелинское и Газли в СНГ, Гронинген в Нидерландах и др.), для них характерен особый подход к выбору конструкции скважин.

Высота этажа газоносности на своде Шебелинской структуры составляет около 1100 м. Пластовое давление в кровле залежи на своде (глубина около 1300 м) до начала эксплуатации достигало 22,8 МПа, увеличиваясь примерно на 0,2 МПа на каждые 100 м глубины. При начальной эксплуатации месторождения наличие АВПД вызывало необходимость при вскрытии газовой залежи применять сложные многоколонные конструкции и утяжеленные буровые растворы плотностью до 1,9 г/см³. В этом случае крепление скважины промежуточной обсадной колонной должно предусматривать предупреждение гидроразрыва пород утяжеленной промывочной жидкостью, а также последующий возможный выброс и открытый газовый фонтан.

Минимально допустимая глубина установки башмака промежуточной обсадной колонны (по В.Д. Малеванскому)

$$H_2 = \frac{ap_1 - abH_1}{\rho_2 - ab}, \quad (11.14)$$

где a — коэффициент минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым; p_1 — пластовое давление в кровле газоносного интервала; b — градиент повышения пластового давления с увеличением глубины; H_1 — глубина кровли газоносного интервала; ρ_2 — максимально допустимая плотность бурового раствора (во избежание поглощения) при заканчивании скважины.

Таким образом, глубина спуска промежуточной колонны для перекрытия части газовой залежи в целях предотвращения поглощений и выбросов бурового раствора зависит от положения скважины на структуре (глубины кровли газоносной залежи), проектной глубины скважины и пластового давления.

По мере разработки залежи, падения пластового давления и приближения его к гидростатическому глубину установки башмаков промежуточных колонн нужно уменьшать, а конструкцию скважины упрощать.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных колонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин — совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина — эквивалент градиента давления (рис. 11.3).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости (г/см³), столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

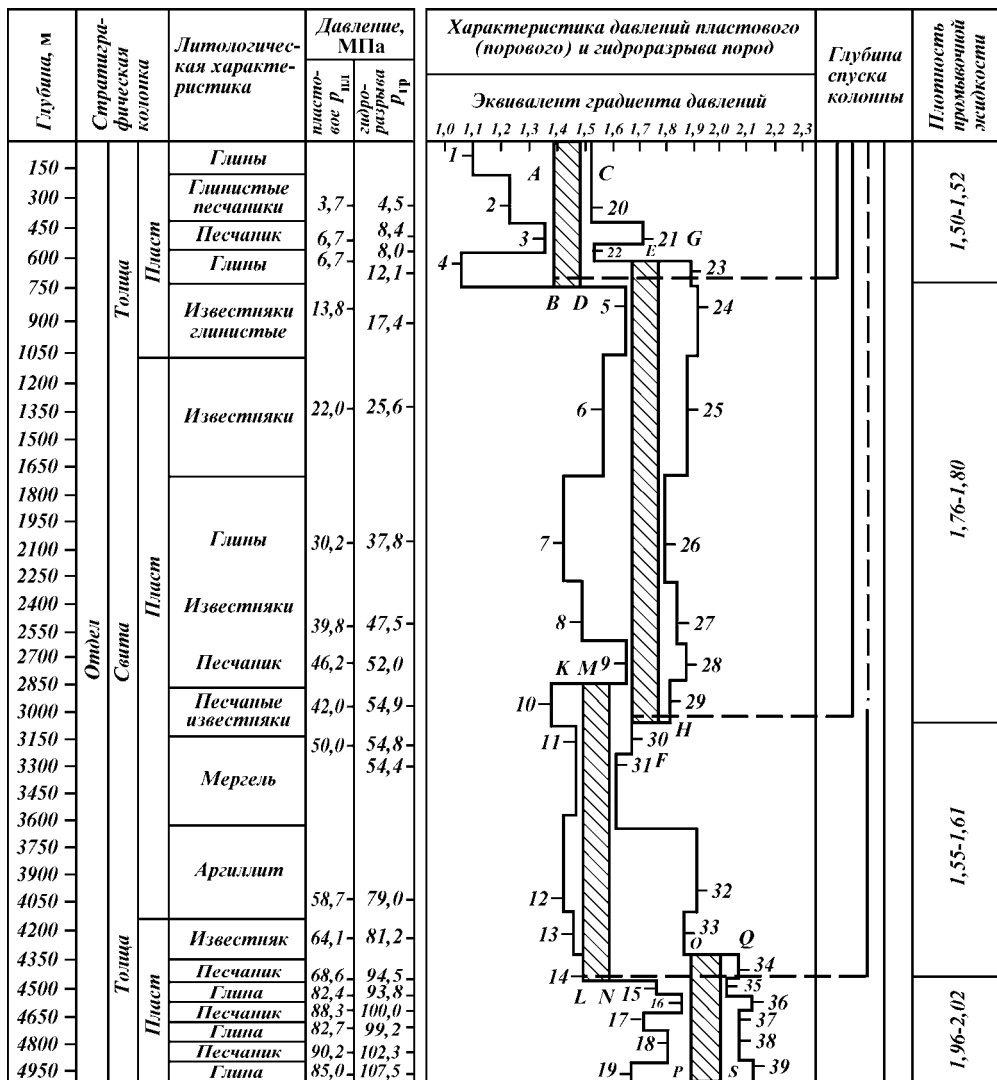


Рис. 11.3. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

В исключительных случаях, при полном отсутствии промысловых данных, допускается использовать эмпирическую зависимость

$$p_{гр} = 0,083H + 0,66p_{пл} \quad (11.15)$$

где $p_{гр}$ — давление гидроразрыва пластов; H — глубина определения гидроразрыва; $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, числа обсадных колонн и глубин их спуска осуществляют в приведенной ниже последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график (см. рис. 11.3) наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (точки 1, 2, ..., 19 – пластовые давления; точки 20, 21, ..., 39 – давления гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии *AB*, *EF*, *KL* и *OP* через крайние точки эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* – через крайние точки кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMN*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Число зон крепления соответствует числу обсадных колонн.

7. Глубину спуска обсадной колонны (установки башмака) принимают на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15 %, а для скважин глубиной более 1200 м – на 5–10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1,45 г/см³ не допускаются больше чем на 0,02 г/см³, а для значений выше 1,45 г/см³ – не более чем на 0,03 г/см³ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора – требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины проводят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако, если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

11.2. КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Основным направлением работ при строительстве скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. В связи с этим важна разработка конструкций забоев скважин, позволяющих эксплуатировать их в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространена конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорированной в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

В зарубежной практике эта простая конструкция усложняется использованием температурных компенсаторов, пакеров и др.

Однако, как показала практика, такая конструкция не может удовлетворять возросшим требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях многообразия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. К тому же традиционные методы обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом при пулевой и кумулятивной перфорации нарушают целостность цементного кольца за колонной часто на значительном расстоянии от интервала перфорации, что обуславливает некачественное разобщение продуктивных пластов. Поэтому необходимо использовать такие конструкции забоев, которые удовлетворяют требованиям эксплуатации скважин в конкретных геологических условиях.

ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин — это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта. Оно предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, выполнение ремонтно-изоляционных и геофизических работ, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющие факторы по выбору конструкции забоя и ее параметров — тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко

расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением, водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близко расположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; около кровли пласта имеются газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с разными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Для пояснения следует отметить, что *однородным* считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k (в мкм²) для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов: $>1,0$; $0,5-1,0$; $0,1-0,5$; $0,05-0,1$; $0,01-0,05$; $0,001-0,01$.

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с разными пластовыми давлениями, он считается *неоднородным*.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП — весьма сложный и не полностью регламентированный результат исследовательских работ.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах.

В зависимости от градиента пластовых давлений коллекторы можно подразделить на три группы: с $\text{grad } p_{\text{пл}}$, превышающим 0,1, равным 0,1 и меньшим 0,1 МПа/10 м.

Пласт является *высокопроницаемым*, если значения коэффициента поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается *близкорасположенным*. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта вследствие сложности разобщения пластов с разными давлениями.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты подразделяют по фракционному составу на *мелко-*, *средне-* и *крупнозернистые* с размером частиц соответственно 0,10–0,25, 0,25–0,50 и 0,50–1,0 мм.

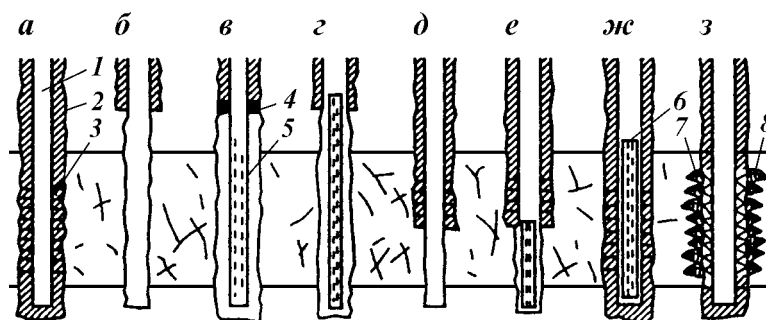


Рис. 11.4. Типы конструкций (а – з) забоев скважин:

1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие; 4 – пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 5 – перфорированный (на поверхности) фильтр; 6 – забойный фильтр; 7 – зона разрушения в слабосцементированном пласте; 8 – проницаемый тампонажный материал

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют конструкции следующих типов:

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 11.4, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. Продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 11.4, б – г).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. Нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (рис. 11.4, д – е).

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. В этом случае напротив продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 11.4, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 11.4, з).

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Открытый забой. Низкая проницаемость прочных коллекторов – основание для выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Их устанавливают на перфорированном хвостовике, который не цементируется.

Использование конструкции открытого забоя скважины предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинно-порового или порово-трещинного типа: коллектор по своим геолого-физическим характеристикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

Конструкция открытого забоя предусматривает отдельный способ эксплуатации. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

Устойчивость породы в призабойной зоне скважины определяют для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H - p_{пл}) + (p_{пл} - p)]; \quad (11.16)$$

$$\xi = v(1 - v); \quad (11.17)$$

$$\rho = \sum_1^n \rho_i h_i / H, \quad (11.18)$$

где $\sigma_{сж}$ — предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяют экспериментально), МПа; ξ — коэффициент бокового распора горных пород; ρ — средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³; H — глубина залегания коллектора, м; $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа; p — давление столба жидкости на забое скважины, МПа; v — коэффициент Пуассона коллектора; n — число пластов; ρ_i — плотность горных пород i -го пласта, кг/м³; h_i — толщина i -го пласта, м.

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{сж} \geq 2\xi(\rho g H - p_{пл}). \quad (11.19)$$

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H - p_{пл}) + (p' - p_{пл})], \quad (11.20)$$

где p' — забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

Ниже приведены значения коэффициента Пуассона v для основных горных пород.

Глины пластичные	0,41
Глины плотные	0,30
Известняки	0,31
Песчаники	0,30
Песчаные и глинистые сланцы.....	0,25

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad } p_{пл} \geq 0,1$ МПа/10 м, а собственно коллектор имеет поровую проницаемость $k_{п} \geq 0,1$ мкм², применяют конструкцию открытого забоя, показанную на рис. 11.4, в.

Если коллектор имеет низкую поровую или трещинную проницаемость, т.е. $k_{п} < 0,01$ мкм², $k_{т} < 0,01$ мкм², а $\text{grad } p_{пл} \geq 0,1$ МПа/10 м, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя, представленную на рис. 11.4, б, а при неустойчивом — конструкцию, показанную на рис. 11.4, з.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad } p_{пл} \leq 0,1$ МПа/10 м) независимо от проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя на рис. 11.4, б, при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя на рис. 11.4, з.

При создании конструкции забоя, изображенной на рис. 11.4, б, до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную

колонну, а вскрытие объекта проводят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$, $k_{\text{п}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, пены и др. Перед вызовом притока в случае необходимости выполняют обработку призабойной зоны пласта (солянокислотная обработка, гидроразрыв пласта и т.д.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя, показанной на рис. 11.4, в, при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$, $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя, изображенной на рис. 11.4, г, идентична технологии при заканчивании скважины с конструкцией забоя на рис. 11.4, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае если кровля продуктивного объекта сложена из неустойчивых пород и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и других изготовителей. Их располагают в его неперфорированной части около кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушение стенок скважины и зашламление открытого ствола.

Забой смешанного типа. Конструкции забоя этого типа используют в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; при наличии близко расположенных напорных горизонтов или газовой шапки около кровли пласта, а также при низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $k_{\text{п}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$); если коллектор сложен из прочных пород, сохраняющих устойчивость при создании депрессии на пласт во время эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивных объектов.

Выбор конструкции забоя смешанного типа предусматривает соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (11.17) устойчивости пород призабойной зоны пласта. При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя на рис. 11.4, д, при неустойчивом — конструкцию на рис. 11.4, е.

Технологии создания конструкций забоев, изображенных на рис. 11.4, д, е, аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей мощности продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных около кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта. В отличие от конструкции забоя, показанной на рис. 11.4, а, в конструкции на рис. 11.4, е забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

Закрытый забой. Конструкции с таким забоем применяют для крепле-

ния неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с разными пластовыми давлениями, в случае если коллектор характеризуется высокими значениями поровой или трещинной проницаемости пород ($k_{п} > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{т} > 0,01 \text{ мкм}^2$), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

При выборе конструкции закрытого забоя (см. рис. 11.4, а) устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта общепринятым положениям.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя проводят в соответствии с действующими руководящими документами.

При заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанного на рис. 11.4, а, продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидropескоструйную перфорацию.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Эту конструкцию забоев применяют для предотвращения выноса песка в слабощементированном коллекторе, представленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и характеризующем разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивных объектов.

Допустимую депрессию на слабощементированный пласт в конструкции забоя, показанной на рис. 11.4, ж, определяют по формуле

$$\Delta p \leq \frac{C \varepsilon r_c \text{th}(R_k / r_c)}{6\sqrt{k}}, \quad (11.21)$$

где C — сила сцепления горных пород, МПа; ε — коэффициент проточности поровых каналов,

$$\varepsilon = m_3 / m_{п}; \quad (11.22)$$

m_3 , $m_{п}$ — эффективная и полная пористость; th — гиперболический тангенс; R_k — радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния до ближайшей эксплуатационной скважины, м; r_c — радиус скважины, м; k — коэффициент проницаемости, мкм^2 .

Значение параметра C для слабощементированных пород колеблется в пределах 0,2–1,4 МПа; среднее значение $C = 0,5 \div 1,0$ МПа.

Ширину щелей забойного фильтра выбирают по условию

$$a_1 = 3d_1 + d_2, \quad (11.23)$$

где d_1 , d_2 — соответственно размеры наиболее мелких и наиболее крупных зерен пластового песка, мм.

Применяют проницаемый полимерный тампонажный состав Контарен-2. Материал включает состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала при сжатии не ниже 6 МПа, а после вымывания из него соли 3,5–5,0 МПа; соответственно начальная проницаемость камня 0,12–0,20 мкм², после вымывания 1–5 мкм². Вымывание солевого наполнителя осуществляют при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–1,0 % из расчета 1–2 м³ на 1 м интервала перфорации. Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температурах до 200 °С.

Выбор конструкции забоя для предотвращения выноса песка предусматривает соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта; при этом определяют средний фракционный состав пластового песка.

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя, показанную на рис. 11.4, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя на рис. 11.4, з, которую можно использовать в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя, изображенная на рис. 11.4, ж, включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволоочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации. Предельно допустимую депрессию на пласт при эксплуатации скважины определяют согласно условию (11.21). Ширину щелей забойного фильтра устанавливают в соответствии с формулой (11.23).

Конструкция забоя на рис. 11.4, з отличается от предыдущей тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала Контарен-2. Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, обрабатывают скважину в течение 1–5 сут, проверяют приемистость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав Контарен-2. Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом Контарен-2 не должна превышать 3 МПа.

12 **КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН** ГЛАВА **И РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ**

12.1. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

От степени очистки ствола скважины зависит качество разобращения пластов. Наличие в стволе зон, где скапливается буровой шлам, ведет к образованию в этих местах каналов, вдоль которых возможны в дальнейшем затрубные перетоки.

Перед спуском обсадной колонны ствол скважины необходимо про-

мывать высококачественным буровым раствором. Для обеспечения увеличения расхода жидкости проработку ствола скважины перед спуском колонны следует вести роторным способом.

В процессе подъема инструмента, а также при последующем спуске обсадной колонны происходит некоторое разрушение стенок скважины, особенно при наличии в открытом интервале слабоустойчивых пород. Большое количество шлама также может вытесняться пружинными центраторами из каверн. Наличие выступов на обсадной колонне в виде муфт при спуске создает возможность механического воздействия на стенки скважины в местах прижатия труб. При этом происходит срез глинистых корок, разрушение выступающих участков ствола при наличии каверн и скругление острых углов на желобах.

Наибольший интерес представляют участки перегибов ствола, где на колонну постоянно действуют прижимающие усилия. Если на этих участках имеются желоба, то по мере перемещения вниз обсадная колонна постепенно притирается к желобу и внедряется в него. При этом одна часть обломков породы попадает внутрь желоба и загрязняет его. Другая часть оказывается зацементированной в зоне, где смешивается с буровым раствором и образует пасту повышенной вязкости.

В процессе спуска обсадной колонны не исключена возможность значительного засорения каверн и желобов осыпающейся породой. При эксцентричном расположении колонны в скважине и особенно при малых зазорах фактически невозможно добиться качественной очистки ствола от шлама и глинистой корки только лишь путем интенсификации промывки.

Общие рекомендации по промывке скважин.

1. Промывать скважины следует буровым раствором с минимально возможными в рассматриваемом районе вязкостью, динамическим и статическим напряжениями сдвига.

2. Повышение качества бурового раствора при подготовке ствола достигается грубой очисткой виброситами и тонкой — гидроциклонами и др. Это предотвращает образование в скважине толстых корок с включениями шлама и обеспечивает необходимое качество бурового раствора.

3. Для лучшей очистки ствола, особенно его кавернозных интервалов, промывку следует вести, установив в нижней части бурильной колонны долото с турбобуром очень малой мощности (удалив, например, из стандартного до 70 % ступеней), при низкой частоте вращения бурильных труб. Эффективность очистки в зоне долота зависит от кинетической энергии вращающегося потока.

4. В процессе промывки ствола рекомендуется периодическая, максимально возможная разгрузка инструмента на забой с последующим приподъемом. Это способствует дроблению крупных кусков горной породы в стволе скважины и облегчает их удаление.

5. Рекомендуемый режим промывки — турбулентный.

ПРОМЫВКА СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ СПУСКА И ПОСЛЕ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Промывка в процессе спуска и после спуска обсадной колонны обязательна, поскольку обеспечивает высокую степень очистки кольцевого зазора от обломков горной породы. Своевременное удаление этих обломков из ствола скважины значительно снижает возможность гидроразрывов

и поглощений в процессе спуска и цементирования, повышает качество изоляции затрубного пространства.

Число промежуточных промывок, их интенсивность и продолжительность определяются для каждого района индивидуально, в зависимости от геолого-технических условий. Продолжительность каждой промывки устанавливается исходя из условия полного выноса шлама на поверхность.

Выбор режима промывок при спуске хвостовиков аналогичен выбору режима при спуске обсадных колонн, а число промывок определяется их числом при спуске долота для подготовки интервала к установке хвостовиков, но не менее двух.

Первая промывка проводится для выравнивания параметров бурового раствора при достижении башмаком хвостовика башмака предыдущей колонны. Промежуточные промывки должны обеспечить полное удаление шлама из открытого интервала ствола в полость предыдущей колонны.

Продолжительность последней (после спуска хвостовика) промывки определяется необходимостью полного выноса шлама из скважины.

Время промывки после установки секций колонны в обсаженной скважине выбирают из необходимости обеспечения выравнивания параметров бурового раствора.

12.2. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ

СПОСОБЫ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от устья до забоя или отдельными секциями с разрывом во времени крепления ствола.

Способ спуска колонн и порядок спуска секций зависят от следующих геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

- назначения обсадной колонны;

- глубины спуска;

- конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;

- техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;

- давления высоконапорных горизонтов и градиента давления гидроразрыва пластов, перекрываемых колонной;

- гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможность углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны *в один прием* от устья до забоя скважин используют при следующих условиях:

для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и в которых не происходит осложнений в течение 3–4 сут при оставлении их без промывки (т.е. за время, необходимое для производства комп-

лекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны);

при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы;

при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;

при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

Спуск обсадных колонн *секциями* необходим при следующих условиях:

если призабойная зона не промывается в течение 1,5–2 сут и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);

если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом давления гидроразрыва;

когда во избежание протирания верхней части обсадной колонны в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней части;

если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим усилиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные мощной устойчивой толщей горных пород;

применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают исходя из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных про-

явлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих за- колонных устройств.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую длину;

лотайные колонны — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое число рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн — сменные.

Обсадные трубы к спуску в скважину готовят централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификат и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключающими сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин и других повреждений.

Кривизна трубы (стрела прогиба), измеряемая на середине трубы, не должна превышать $1/2000$ длины трубы. Кривизна концевых участков трубы, равных $1/3$ длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м.

Конусность резьбы по наружному диаметру ниппельной части трубы и по внутреннему диаметру муфты следует проверять гладкими калибрами. Ширина пластинчатого щупа, применяемого для этой цели, должна быть не более 5 мм.

Допустимые отклонения (в мм) от номинальных размеров резьбы по конусности (отклонения от разности двух диаметров на длине резьбы 100 мм) не должны превышать следующих значений: для ниппеля +0,36, +0,22; для муфты +0,22, +0,36.

Резьбы муфт и труб, а также подготовленные под сварку концы труб должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному необходимо проверять с помощью жесткого цилиндрического шаблона.

Условный диаметр обсадной колонны d , мм	114–219	245–340	407–508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Наружный диаметр шаблона, мм	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Обсадные трубы, подлежащие спуску в скважину, должны быть под-

вергнуты (на трубной базе или непосредственно на буровой) гидравлическому испытанию на внутреннее давление в соответствии с требованиями действующих инструкций. Трубы, которые не выдержали испытаний, следует отбраковывать.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Под технологической оснасткой обсадных колонн подразумевают определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин. В связи с этим применение технологической оснастки при креплении скважин обязательно.

Изделия технологической оснастки одного наименования имеют несколько конструктивных модификаций, различающихся принципом действия.

Число типов и размеров оснастки в зависимости от условий применения и диаметров обсадных колонн образует более 250 типоразмеров.

Цементировочные головки относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементировочных агрегатов. В зависимости от конструктивного исполнения их применяют при цементировании различными способами.

В некоторых объединениях часто используют цементировочные головки собственных конструкций и изготовления.

В настоящее время серийно выпускают головки типов ГЦК, ГУЦ по ТУ 39-1021–85 и ГЦУ по ТУ 39-921–84. Высота цементировочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных штропах талевой системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Цементировочные головки типа ГУЦ (рис. 12.1; табл. 12.1) поставляют с кранами высокого давления. При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки закладывают заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементировочных головок типа ГЦК. Последние изготавливают размерами 377 и 426 мм на дав-

Таблица 12.1

Параметры цементировочных головок типа ГУЦ

Шифр головки	Давление $P_{\text{раб}}$, МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Длина	Ширина	Высота	
ГУЦ 140-168×400	40,0	140	1148	1148	875	305
		146				
		168				
ГУЦ 178-194×320	32,0	178	1190	1190	935	325
		194				
ГУЦ 219-245×320	32,0	219	1225	1225	970	365
ГУЦ 273-299×250	25,0	245	1270	1270	1060	375
		273				
ГУЦ 324-340×100	10,0	299	1320	1320	1100	410
		324				
		340				

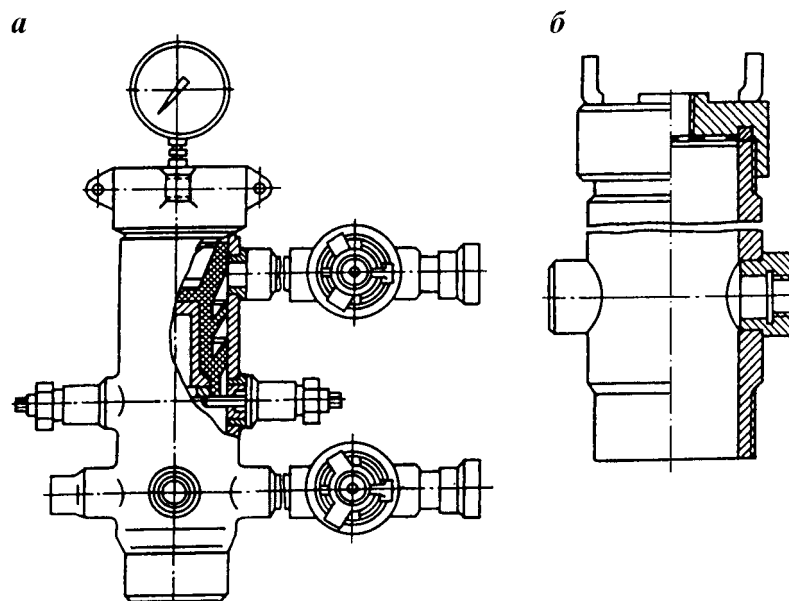


Рис. 12.1. Цементи́ровочные головки типов ГУЦ (а) и ГЦК (б)

ление соответственно 6,4 и 5,0 МПа. При цементировании с применением цементи́ровочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков цементи́ровочную пробку, завинчивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементи́ровочные головки типа ГЦУ (рис. 12.2; табл. 12.2) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, для зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин.

Таблица 12.2

Техническая характеристика головок типа ГЦУ

Показатель	Шифр головки					
	ГЦУ-140 – 146	ГЦУ-168	ГЦУ-245	ГЦУ-273	ГЦУ-324	ГЦУ-340
Условный диаметр, мм	140 – 146	168	245	273	324	340
Максимальное рабочее давление, МПа	40	40	32	25	10	10
Максимальная длина пробок, устанавливаемых в головку, мм	430	430	515	647	655	665
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	209	245	295	305
Высота головки, мм	865	870	1050	1145	1180	1190
Монтажная база напорных трубопроводов, мм	1100	1150	1205	1220	1285	1285
Масса, кг	188	237	337	353	462	446

Примечание. Число присоединительных боковых отводов для всех указанных типов равно трем.

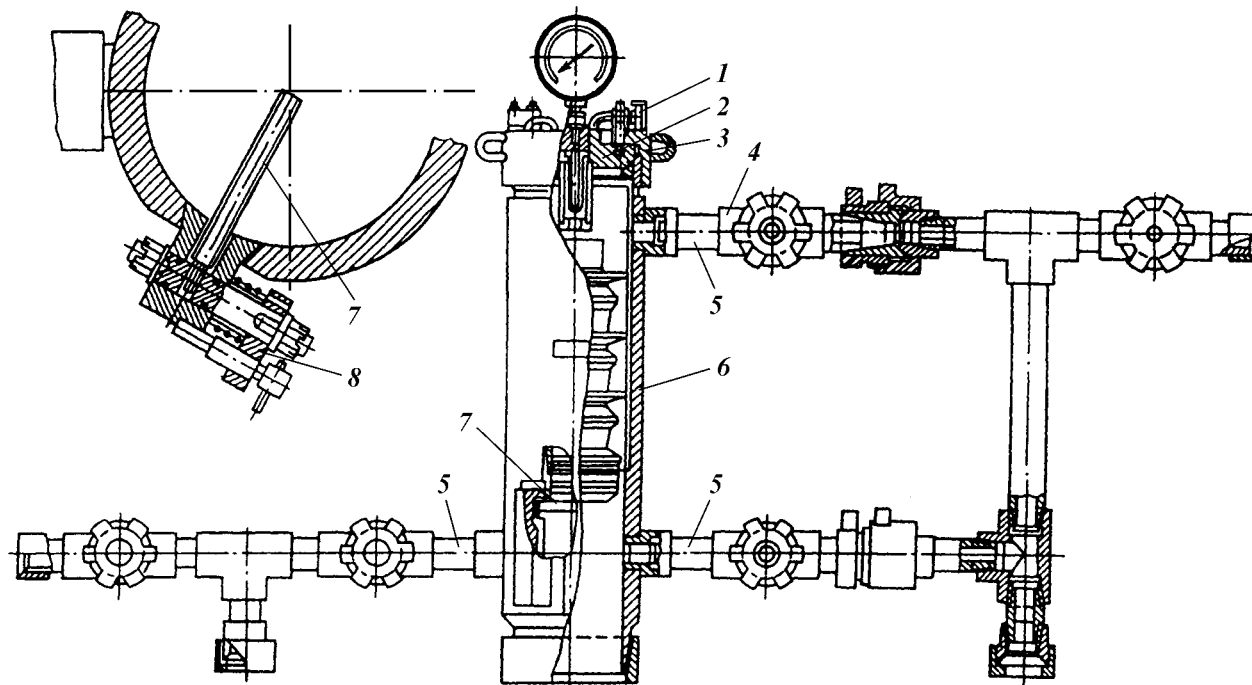


Рис. 12.2. Универсальная цементировочная головка типа ГЦУ:

1 – съемник; 2 – крышка; 3 – гайка; 4 – проходной кран; 5 – присоединительные линии; 6 – корпус; 7 – фиксатор пробки; 8 – указатель (сигнализатор) начала движения пробки

Универсальность этих головок заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны, подвешенные на буровом крюке, с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают остаточные давления над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины. Используют пробки нескольких типов, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис. 12.3) служат для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки. Без заглушки эту пробку можно использовать как секционную. Основные параметры этих пробок приведены в табл. 12.3.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис. 12.4) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями. В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри буровых труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор, пока не достигает нижней секции пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней части пробки, под действием возникающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо.

Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207–76 для обсадных колонн следующих диаметров, мм: 114–140, 146, 168, 178–194, 219–245, 273–299, 324–351, 377 и 407–426.

Пробки разделительные нижние типа ПЦН разработаны в б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВХ. Их отличительной особенностью является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части кото-

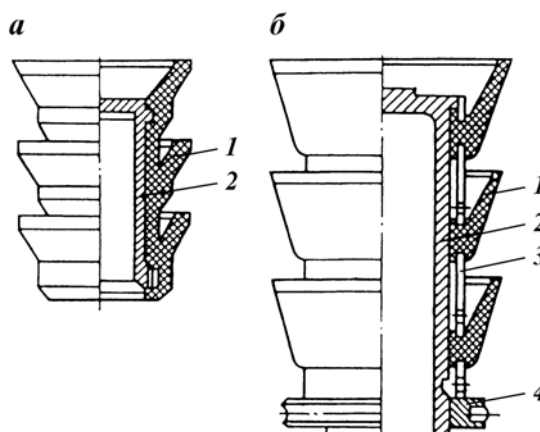


Рис. 12.3. Пробки продавочные верхние типа ПП с пригуммированными (а) и наборными резиновыми (б) манжетами:
1 – резиновая манжета; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

Таблица 12.3

Техническая характеристика пробок типа ПП

Показатель	Шифр пробки			
	ПП-114×146	ПП-146×168	ПП-178×194	ПП-219×245
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	114 – 146	146 – 168	178 – 194	219 – 245
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	130	154	180	230
минимальный	96	124	154	195
Максимально допустимый перепад давления, МПа	6,0	6,0	6,0	6,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	136	158	185	236
высота	227	205	225	320
Масса, кг	3,8	5,2	6,6	13,2

Продолжение табл. 12.3

Показатель	Шифр пробки			
	ПП-273×299	ПП-324×351	ПП-377	ПП-407×426
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	273 – 299	324 – 351	377	407 – 426
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	282	331	359	406
минимальный	249	301	353	382
Максимально допустимый перепад давления, МПа	4,5	4,5	3,0	3,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	285	335	364	410
высота	365	415	560	620
Масса, кг	16,8	25	59	7,5

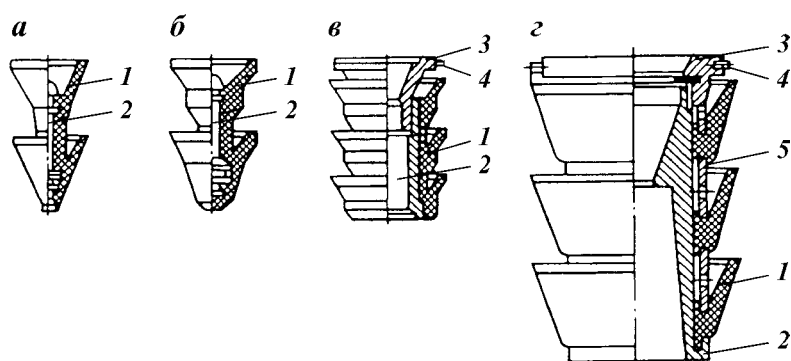


Рис. 12.4. Пробки разделительные двухсекционные типа СП:

а, б – верхняя секция пробок для бурительных труб; *в, г* – нижняя секция пробок для обсадных труб; *1* – резиновая манжета; *2* – корпус; *3* – седло; *4* – срезные калибровочные штифты; *5* – дистанционная втулка

рого размещена мембрана из жести, закрепленная гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементировочной головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Комплект разделительных пробок типа КРП (рис. 12.5), разработанный в б. ВНИИКРнефти, применяют для разделения буферной жидкости, тампонажного и бурового растворов и облегчения герметичной посадки на упругое кольцо клапана типа ЦКОД при цементировании. Комплект состоит из двух частей: нижней пробки (I), устанавливаемой в обсадную колонну, и верхней пробки (II), устанавливаемой в цементировочную головку. Каждая пробка содержит полый, легко разбурываемый корпус 1, наконечники из алюминиевого сплава 4 и резиновые манжеты 2, 3. Нижняя пробка имеет разрушаемую диафрагму 5. Нижние манжеты 3 пробок имеют канавки с заостренными кромками и служат для очистки стенок обсадной колонны от остатков вытесняемой жидкости. Манжеты 2 снабжены по периферии треугольными вырезами и, кроме разделения жидкостей, служат также для цементирования пробки по оси обсадной колонны.

При остановке нижней пробки на упорном кольце под действием избыточного давления ее диафрагма разрывается на отдельные лепестки, открывая таким образом канал для прохождения тампонажного раствора. Верхняя пробка при посадке на нижнюю, благодаря наличию уплотняющего элемента, позволяет обеспечить герметичность соединения.

Основные показатели пробок приведены в табл. 12.4. Для указанных типов перепад давления, выдерживаемого верхней пробкой и комплектом на упорном кольце, равен 10 МПа; давление срабатывания диафрагмы при посадке на упорное кольцо составляет 1,2 МПа. Рабочая температура для этих пробок – не более 130 °С.

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис. 12.6) служат для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для

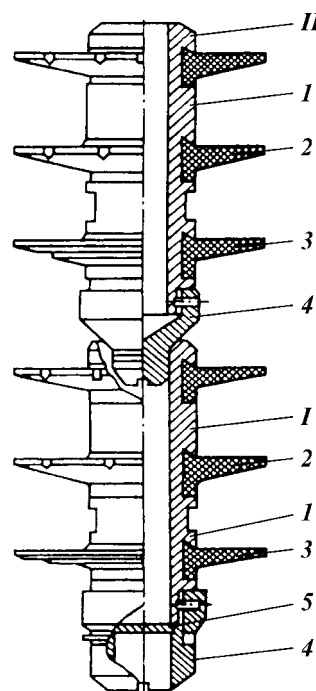


Рис. 12.5. Комплект разделительных пробок типа КРП

Техническая характеристика пробок типа КРП

Показатель	Шифр пробки		
	КРП-140–146	КРП-168	КРП-178
Условный диаметр, мм	140–146	168	178
Диаметр манжет пробок, мм	143	164	174
Длина пробки*, мм, не более	315/335	350/360	350/360
Масса комплекта, кг, не более	4,55	6,0	6,13
Наименьший допустимый диаметр сужения в обсадной колонне, мм, не менее	88	106	111

* В числителе приведена длина нижней пробки, в знаменателе – верхней.

упора разделительной цементировочной пробки. Шифр ЦКОД обозначает: Ц – цементировочный, К – клапан, О – обратный, Д – дроссельный. Добавление в шифре буквы «М» означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 (табл. 12.5) изготавливают по ТУ 39-01-08-281–77 для обсадных колонн диаметрами 114–194 мм, а ЦКОД-2 (табл. 12.6) по ТУ 39-01-08-282–77 для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливаются в башмаке колонны либо на 10–20 м выше него.

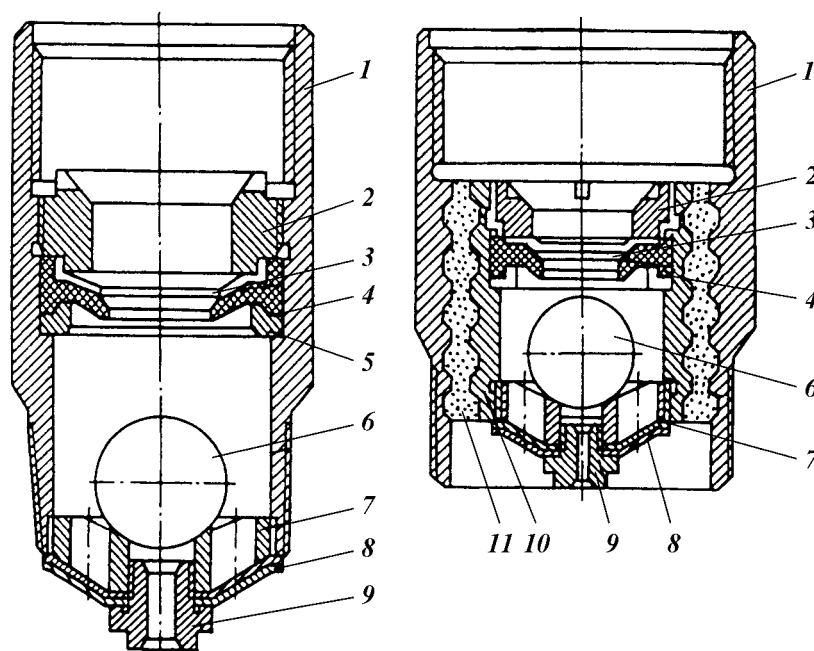


Рис. 12.6. Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД (б):

1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резинотканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Таблица 12.5

Техническая характеристика обратных клапанов ЦКОД-1

Показатель	Шифр клапана			
	ЦКОД-114-1; ЦКОД-114-1- ОТТМ; ЦКОД- 114-1-ОТТГ	ЦКОД-127-1; ЦКОД-127-1- ОТТМ; ЦКОД- 127-1-ОТТГ	ЦКОД-140-1; ЦКОД-140-1- ОТТМ; ЦКОД- 140-1-ОТТГ	ЦКОД-146-1; ЦКОД-146-1- ОТТМ; ЦКОД- 146-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	114	127	140	146
Диаметр шара, мм	45	45	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	10	4 – 14 (регулир.)	14	14
Наружный диаметр клапана, мм	133	146	159	166
Длина клапана, мм	288/355	330/365	344/370	344/370
Масса клапана, кг	11/12,3	14/14,9	16,7/17,8	19,4/20,9

Продолжение табл. 12.5

Показатель	Шифр клапана		
	ЦКОД-168-1; ЦКОД-168-1-ОТТМ; ЦКОД-168-1-ОТТГ	ЦКОД-178-1; ЦКОД- 178-1-ОТТМ; ЦКОД- 178-1-ОТТГ	ЦКОД-194-1; ЦКОД- 194-1-ОТТМ; ЦКОД- 194-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	168	178	194
Диаметр шара, мм	76	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14	20	20
Наружный диаметр клапана, мм	188	198	216
Длина клапана, мм	344/370	325/368	318/330
Масса клапана, кг	24,4/25,8	29,5/30,7	32/33,7

Примечания: 1. В знаменателе приведены значения для клапанов с резьбой ОТТГ.
2. Для всех типоразмеров максимальное рабочее давление 15 МПа, максимально допустимая температура 200 °С.

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение. При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последующее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементировочной пробки. В этом случае установки упорных колец не требуется.

В шифрах обратных клапанов встречается аббревиатура ОТТМ, что означает, что применена трапецеидальная резьба, а ОТТГ – высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219 – 426 мм рассчитаны на использование при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребителя могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимально допустимую температуру

Таблица 12.6

Техническая характеристика обратных клапанов ЦКОД-2

Показатель	Шифр клапана				
	ЦКОД-219-2; ЦКОД-219-2- ОТТМ; ЦКОД-219-2- ОТТГ	ЦКОД-245-2; ЦКОД-245-2- ОТТМ; ЦКОД-245-2- ОТТГ	ЦКОД-273-2; ЦКОД-273-2- ОТТМ; ЦКОД-273-2- ОТТГ	ЦКОД-292-2; ЦКОД-292-2- ОТТМ	ЦКОД-324-2; ЦКОД-324-2- ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	219	245	273	292	324
Максимальное рабочее давление, МПа	10	10	7,5	7,5	7,5
Наружный диаметр клапана, мм	245	270	299	324	351
Длина клапана, мм	318/350	365/420	340/387	345	350
Масса клапана, кг	39/41,5	57,2/58,6	58,6/60	66,3	76,5

Продолжение табл. 12.6

Показатель	Шифр клапана				
	ЦКОД-340-2; ЦКОД-340-2-ОТТМ	ЦКОД-351-2	ЦКОД-377-2	ЦКОД-407-2	ЦКОД-426-2
Условный диаметр клапана, мм	340	351	371	407	426
Максимальное рабочее давление, МПа	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0
Наружный диаметр клапана, мм	365	376	402	432	451
Длина клапана, мм	350	365	370	374	380
Масса клапана, кг	82	86,4	96	105	115

Примечание. В знаменателе приведены значения для клапанов с резьбой ОТТГ.

200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

Башмаки колонные типа БКМ (рис. 12.7, а; табл. 12.7) по ОСТ 39-011 – 87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметрами 114 – 508 мм в целях направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С. Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы для циркуляции бурового раствора. Верхняя часть корпуса снабжена резьбой, при помощи которой башмак соединяется с нижней трубой. Резьба может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случае когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки прикрепляют к нижней трубе колонны.

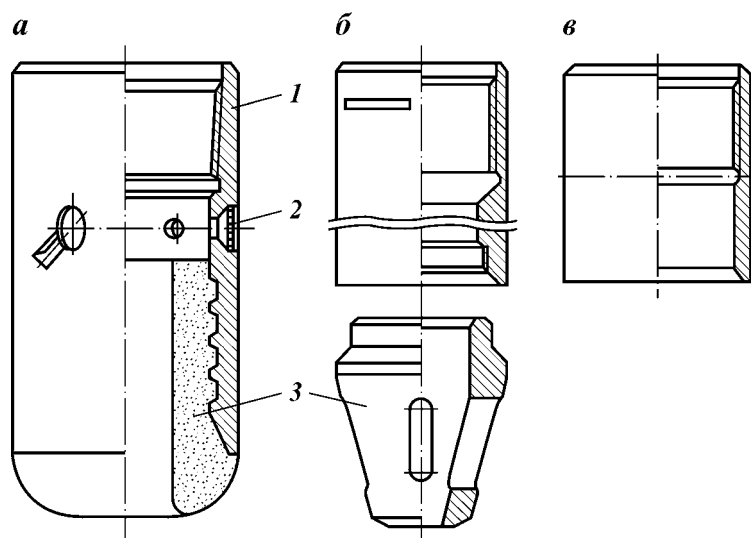


Рис. 12.7. Башмаки колонные типов БКМ (а), БП с чугунной направляющей насадкой (б) и Б (в):
1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

Находят также применение башмака типа БП (рис. 12.7, б) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис. 12.7, в).

Центраторы обеспечивают концентричное размещение обсадной колонны в скважине в целях достижения качественного разобщения пластов

Таблица 12.7

Техническая характеристика башмаков типа БКМ

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр башмака, мм	Высота башмака, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр отверстия каналов, мм	Число отверстий каналов	Масса, кг, не более
114	133	274	50	12	4	12
127	146	274	60	12	4	13
140	159	296	70	15	6	15
146	166	298	70	15	6	16
168	188	303	80	15	6	20
178	198	330	90	20	6	23
194	216	350	100	20	6	30
219	245	360	110	20	6	38
245	270	378	120	20	8	42
273	290	382	130	20	8	44
299	324	385	150	20	8	46
324	351	390	160	20	8	50
340	365	395	170	20	8	53
351	376	405	180	20	8	58
377	402	405	190	20	8	65
406	432	410	200	20	8	70
426	451	425	220	20	10	78
473	508	425	250	20	10	85
508	533	425	280	20	10	98

при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажем в результате некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняют неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

В разработке центраторов принимали участие ВНИИБТ и б. ВНИИКР-нефть.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2.

Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям можно применять и в наклонно направленных скважинах за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок.

Наиболее распространены центраторы ЦЦ-1 (рис. 12.8; табл. 12.8). Их выпускают серийно по ТУ 39-01-08-283 – 77.

Скребки предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявляется при цементировании скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис. 12.9) – разъемный; он состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы 1 скребка выполнены из пучков стальной пружинной проволоки

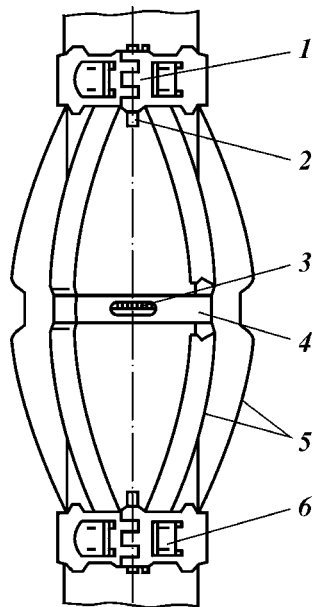


Рис. 12.8. Центратор:
1 – петлевая проушина; 2 – гвоздь; 3 – спиральный клин; 4 – ограничительное кольцо; 5 – пружинные планки; 6 – паз сегмента

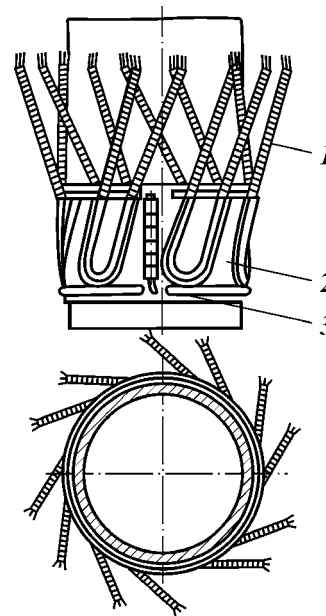


Рис. 12.9. Скребок разъемный типа СК

Таблица 12.8

Техническая характеристика центраторов ЦЦ-1

Шифр центратора	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Число планок	Масса, кг, не более
ЦЦ-1 40/191 – 216-1	7 850	6	9
ЦЦ-1 46/191 – 216-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 46/222 – 251-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 68/216 – 245-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-1 68/251 – 270-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-2 19/270-1	10 456	8	14
ЦЦ-2 45/295 – 320-1	10 450	8	15,0

Примечание. В шифре центратора ЦЦ-1 число перед косой чертой означает диаметр обсадной колонны (в мм), для которой он предназначен; после косой дан интервал диаметров (в мм) скважины, в которую спускают колонну.

Таблица 12.9

Техническая характеристика турбулизаторов типа ЦТ

Шифр турбулизатора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина лопасти, мм	Масса, кг, не более
ЦТ-1 14/151	170	116	95	2,0
ЦТ-1 27/165	186	129	105	2,5
ЦТ-1 40/191	210	142	115	3,0
ЦТ-1 40/216	236	142	115	3,0
ЦТ-1 40/212 – 216	210	142	115	3,0
ЦТ-1 46/212 – 216	210	148	120	3,5
ЦТ-1 46/216	236	148	120	3,5
ЦТ-1 68/212 – 216	210	171	135	4,5
ЦТ-1 68/216	236	171	135	4,5
ЦТ-1 78/245	266	181	145	5,0
ЦТ-1 94/245	266	197	160	6,0
ЦТ-2 19/270	290	222	180	8,0
ЦТ-2 45/295	293	248	200	8,5

Примечание. Для всех типоразмеров число лопастей – 8, максимальная нагрузка на корпус турбулизатора – 7,85 кН.

и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми внутрь концами были направлены вверх, обеспечивая их минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центратора.

Турбулизаторы типа ЦТ используют для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают напротив зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м один от другого.

Турбулизатор (рис. 12.10; табл. 12.9) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливают в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35°, и прикрепляют к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов – б. ВНИИКР-нефть. Их изготавливают по ТУ 29-01-08-284 – 77.

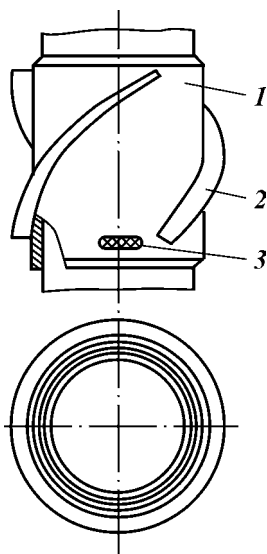


Рис. 12.10. Турбулизатор типа ЦТ

Муфты ступенчатого цементирования. При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желоба.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметрами от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без разрыва (рис. 12.11). Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами 273–340 мм.

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632–80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура – не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4–8 МПа.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса расположены нижняя и верхняя втулки, также имеющие возможность осевого перемещения. В корпусе и обойме выполнены несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, и нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка – в нижней части конусный пояс с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

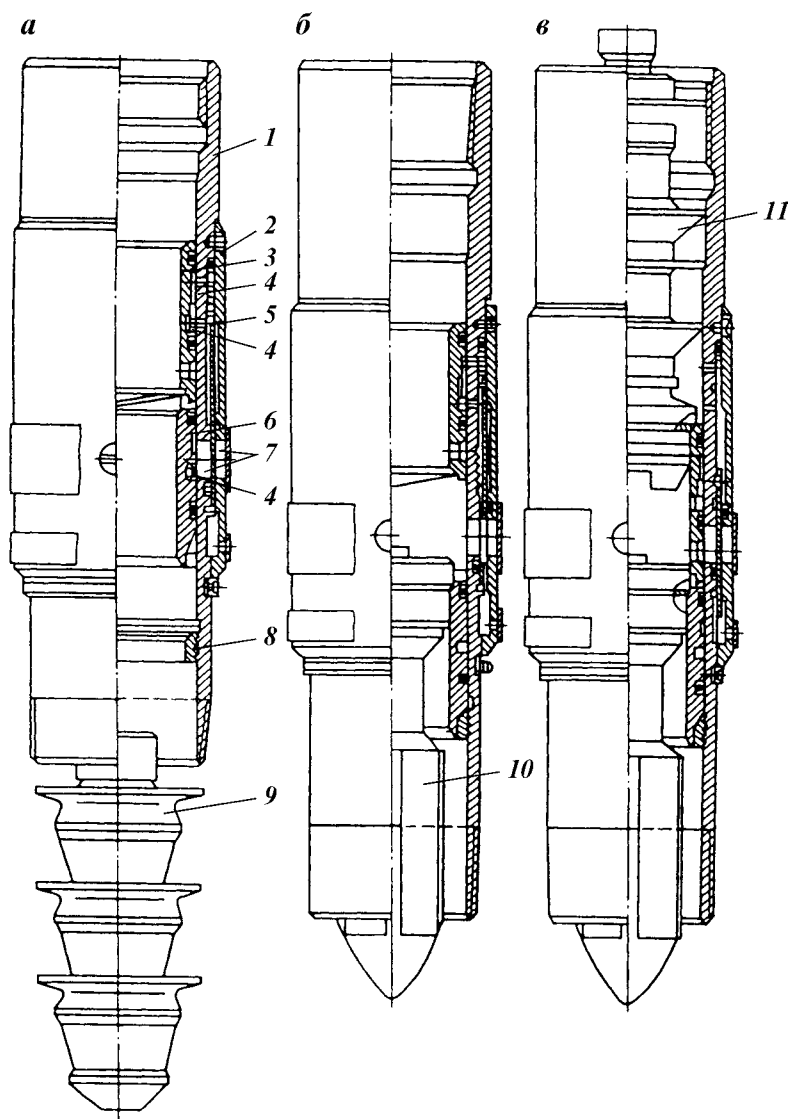


Рис. 12.11. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:

а – в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезной винт; 5 – заслонка; 7 – циркуляционные отверстия; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный пояс с уплотнением для посадки на седло нижней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632 – 80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ХВОСТОВИКАМИ И СЕКЦИЯМИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Разъединители. Хвостовики и секции обсадных колонн спускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяют с обсадными с помощью различных устройств, носящих общее название разъединителя. Они предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.

При разгрузке хвостовиков или секций обсадных колонн на забой скважины или друг на друга происходит изгиб колонны с различной интенсивностью. Отклонение от оси зависит от веса колонны, диаметра обсадных труб и радиального размера ствола скважины.

Для предотвращения изгиба хвостовики или секции обсадных колонн подвешивают в стволе скважины с помощью подвесных устройств. При креплении скважин секциями обсадной колонны для глубинного соединения (стыковки) секций между собой используют соединители. В целях герметизации верхней части зацементированных хвостовиков или секций обсадной колонны применяют герметизирующие устройства, перекрывающие кольцевое заколонное пространство.

Все перечисленные средства оснащают необходимыми принадлежностями и составляют комплексы устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Эти комплексы имеют ряд модификаций, различающихся как принципом, так и конструктивными особенностями.

Разъединитель состоит из двух основных частей: неподвижной муфты, которая крепится к обсадным трубам, и подвижного ниппеля, соединенного с бурильными трубами, на которых в скважину спускают хвостовик или секцию обсадной колонны.

Все разъединители, у которых основной несущий рабочий элемент — левая резьба, носят общее название резьбовых.

Разъединители, у которых муфтовая и ниппельная части взаимодействуют друг с другом без помощи резьбы, объединены в группу безрезьбовых.

Действие *резьбовых* разъединителей заключается в отвинчивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо. Действие *безрезьбовых* разъединителей для разъединения пары муфта — ниппель не связано с вращением бурильной колонны.

Резьбовой разъединитель (рис. 12.12) оснащен принадлежностями, которые состоят из внутреннего пакерующего узла и секционной разделительной пробки.

Пакерующий узел предназначен для обеспечения циркуляции жидкости через башмак хвостовика (или секции) после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе. Наличие пакерующего узла позволяет предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовики или секцию обсадной колонны.

Нижнюю часть секционной пробки подвешивают на срезных калиброванных штифтах на конце патрубка, ввинчиваемого в ниппель разъединителя, а верхнюю помещают в цементировочную головку и при цементировании продвигают по бурильным трубам. При ее посадке в седло подвесной пробки возникает избыточное давление, штифты срезаются, и освободив-

Рис. 12.12. Резьбовой разъединитель:

1, 9 — верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 — переводник; 3 — ниппель с левой резьбой; 4 — уплотнительная манжета; 5 — раструб; 6 — муфта с левой резьбой; 7 — несущая труба; 8 — пакерующий узел; 10 — обсадные трубы хвостовика

шаяся пробка вместе с верхней частью движется по обсадной колонне, разобщая тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Резьбовые разъединители рекомендуется применять для спуска хвостовиков или секций обсадных колонн, общая масса которых составляет не менее 5 т, а также в случаях, когда при креплении скважины не требуется вращать обсадную колонну.

При проверке разъединителя в процессе контрольного свинчивания вручную на поверхности следует подсчитать число полных оборотов и убедиться, что все витки левой резьбы входят в зацепление, а развинчивание осуществляется без затруднений.

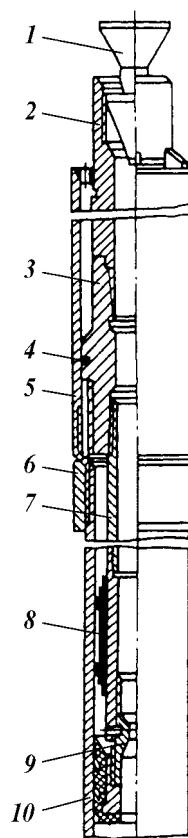
В случае спуска хвостовиков или секций обсадной колонны массой более 100 т левую резьбу рекомендуется испытать приложением к разъединителю растягивающей нагрузки, превышающей массу спускаемых обсадных колонн на 200–300 кН. Выдержка под нагрузкой должна быть не менее 30 мин, после чего проверяют характер соединения и состояние левой резьбы. В случае затруднений при отвинчивании ниппельной части разъединителя бракуют.

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при небольших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью ниппеля устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету. В собранном виде разъединитель испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

Для смазывания левой резьбы разъединителя необходимо применять только тугоплавкие уплотнительные смазывающие составы типа Р-113, а резиновые самоуплотняющиеся манжеты и пакерующие элементы изготавливать из нефтетермостойкой резины.

Кольцевое пространство между ниппелем и муфтой выше левой резьбы заполняют тугоплавким смазочным материалом. Левое резьбовое соединение после свинчивания вручную окончательно закрепляют цепным ключом с вращающим моментом примерно 500 Н·м. Крепление левой резьбы машинными ключами не рекомендуется.

На практике также применяют резьбовые разъединители, дополнительно снабженные шлицевой парой, которые, находясь в зацеплении, позволяют вращать хвостовик или секцию обсадной колонны, поскольку воспринимают полностью усилие вращающего момента и исключают передачу его на левое резьбовое соединение. Верхняя часть шлицевой пары жестко связана с ниппелем разъединителя, а нижняя подвижно связана в осевом направлении с муфтой разъединителя и зафиксирована в ней срезными калиброванными штифтами.



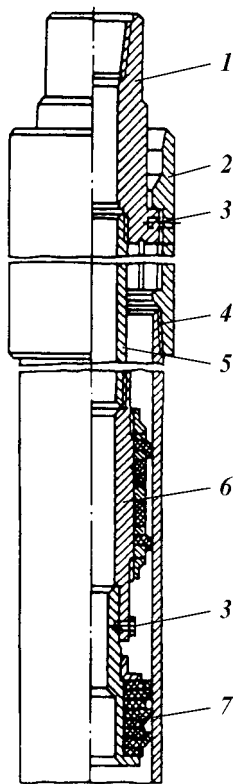


Рис. 12.13. Кулачковый разъединитель:

1 — ниппель с кулачками; 2 — муфта с пазами; 3 — штифт; 4 — обсадные трубы спускаемого хвостовика; 5 — несущая труба; 6 — пакерующий узел; 7 — нижняя часть секционной разделительной пробки

Для вывода из зацепления шлицевой пары в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который свободно проходит в жидкости по трубам и перекрывает отверстие в нижней шлицевой втулке. Под действием внутреннего избыточного давления калиброванные штифты срезаются, и шлицевая втулка перемещается вниз, выходя из зацепления с верхней втулкой.

При разомкнутой шлицевой паре вращение бурильных труб вправо приведет к отсоединению их от обсадных труб в левой резьбе разъединителя.

К *безрезьбовым* разъединителям относят кулачковые, замковые и штифтовые.

Кулачковый разъединитель (рис. 12.13) состоит почти из таких же основных деталей, как и резьбовой. Муфта и ниппель разъединителя связаны с помощью двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты и в рабочем положении фиксируются штифтами. Конструкция кулачкового разъединительного устройства исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных при вращении в скважине.

Указанные устройства рекомендуется применять в скважинах, крепление которых осуществляют с проработкой осложненного ствола в процессе спуска хвостовика или секции.

В состав кулачкового разъединителя обязательно входит пакерующий узел, который представляет собой набор самоуплотняющихся резиновых манжет из износостойчивой нефтетермостойкой резины. Пакерующий узел устанавливают на несущей трубе, ввинчиваемой снизу во внутреннюю часть разъединителя.

Пакерующий узел герметизирует разъемные части кулачкового разъединителя до тех пор, пока резиновые элементы находятся внутри верхней трубы хвостовика или секции обсадной колонны. Поэтому его устанавливают, как правило, не под самым кулачковым ниппелем разъединителя, а на расстоянии 8–10 м от него.

Кулачковый разъединитель собирают следующим образом. На верхнюю обсадную трубу, внутреннюю поверхность которой предварительно очищают от окалины, грязи, пыли и смазывают, навинчивают муфту разъединителя. В муфту вставляют ниппельную часть в закрепленной на ней несущей трубой, которая оснащена пакерующим узлом и подвесной секционной пробкой.

Кулачки ниппеля совмещают со сквозными пазами муфты, а затем подачей ниппеля вниз вводят их до упора. Далее ниппель с введенными кулачками поворачивают вправо по радиальным пазам муфты на угол 90° и заряжают подачей кулачков вверх по ее глухим осевым пазам.

В заряженном рабочем положении муфту и ниппель кулачкового разъединителя фиксируют срезными калиброванными штифтами, которые рассчитывают на срез усилием 30–150 кН в зависимости от веса колонны труб и осевой нагрузки при возможной проработке ствола в процессе спуска хвостовика.

Чтобы разомкнуть разъединитель, его ниппельную часть опускают до среза штифтов и смещения кулачков по глухим пазам до упора. Затем ниппель поворачивают влево на угол 90° также до упора и по сквозным пазам движением ниппельной части вверх выводят кулачки из муфты разъединителя. При этом контролируют, чтобы перемещение кулачков вверх не превышало длины несущего патрубка с уплотнителями.

На кулачки действуют осевые срезающие и сминающие нагрузки от бурильных и обсадных труб. Они также воспринимают усилия крутящего момента при вращении труб, когда спуск хвостовика или секции обсадной колонны сопровождается проработкой ствола.

Кулачки должны выдерживать все воспринимаемые ими нагрузки и не подвергаться деформации, повреждениям или излому.

Прочность кулачкового разъединителя увеличивают, изменяя число кулачков или используя материал повышенной прочности, из которого изготовляют разъединитель.

Разъединитель в собранном виде испытывают на герметичность опресовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и проверяют на взаимодействие кулачкового ниппеля с муфтой.

Основные преимущества кулачкового разъединителя – возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин, предварительно отсоединяя бурильные трубы от обсадной перед цементированием, а также использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн. Недостатки кулачковых разъединителей – сложность конструкции и необходимость разгрузки хвостовика или секции обсадной колонны для отсоединения от них бурильных труб.

В замковых разъединителях (рис. 12.14) основные части устройства – муфта и ниппель – соединяются между собой запирающимся изнутри замком, который имеет шарообразную или иную форму.

Замковые разъединители в отличие от кулачковых позволяют проводить все операции при спуске хвостовика: расхаживание с любой нагрузкой, вращение, промывку, а также цементировать обсадные трубы и отсоединять от них бурильные без разгрузки хвостовика или секций обсадных колонн. Замковый разъединитель является практически не-

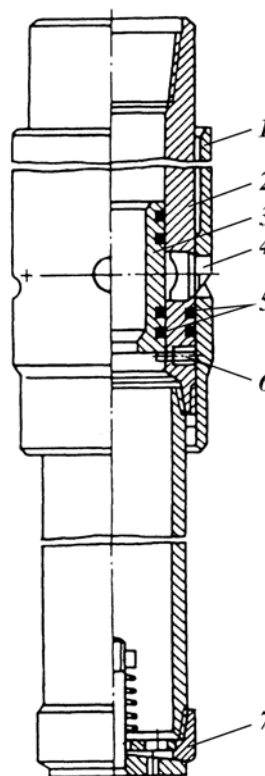


Рис. 12.14. Замковый разъединитель:
1 – муфта; 2 – ниппель; 3 – запорная втулка; 4 – замок; 5 – уплотнения; 6 – срезной штифт; 7 – обратный клапан

разъемным при любых действующих на него внешних механических нагрузках.

Он работает следующим образом. После окончания цементирования обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который, погружаясь в буровой раствор, достигает седла втулки. Далее в трубах создают избыточное давление, усилием которого штифты срезаются, втулка перемещается в нижнее положение до упора и размыкает замковое соединение.

При последующей подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами падают внутрь разъединителя и отсоединяют бурильные трубы от обсадных. Затем бурильные трубы поднимают из скважины вместе с ниппельной частью разъединителя и находящимися внутри нее втулкой, шаром и замками.

Замковые разъединители позволяют спускать хвостовик или секцию обсадной колонны неограниченной массы в ствол скважины любой конфигурации с наличием осложнений, отсоединять бурильные трубы от обсадных без их разгрузки и расхаживать колонну труб, прикладывая усилия, ограниченные только прочностью труб.

Основной недостаток замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементировочных пробок и получением сигнала «стоп».

Штифтовые разъединители используют в основном при креплении скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн незначительной длины и массой до 5 т, а также при спуске в скважину цементируемых забойных фильтров при малых кольцевых зазорах.

Бурильные трубы соединяют с обсадными с помощью срезных штифтов, которые также являются несущими элементами разъединителя и должны срезаться только при нагрузке, превышающей массу обсадной колонны.

Без пакерующего узла штифтовые разъединители не применяют. Необходимый диаметр срезных штифтов разъединителя

$$d_{\text{ш}} = \sqrt{1,7qkL / (z_{\text{ш}} \sigma_{\text{в}})},$$

где q — вес 1 м обсадной группы в воздухе; $k = 1,5$ — коэффициент запаса прочности; L — длина хвостовика или секции обсадной колонны; $z_{\text{ш}} = 2 \div 3$ — число штифтов; $\sigma_{\text{в}}$ — предел прочности материала штифтов.

Изготовленные штифты с расчетным диаметром $d_{\text{ш}}$, как правило, проверяют на срез опытным путем с помощью прессы. Очевидно, что усилие среза должно быть больше веса хвостовика или секции обсадной колонны.

Для комплектования разъединителя штифтами из одного и того же материала изготавливают два комплекта одинаковых штифтов: один — контрольный, который используют при испытании штифтов на срез, а другой — рабочий, который устанавливают в разъединителе.

Штифтовые разъединители также подвергают испытанию на герметичность избыточным давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое рабочее давление.

Как правило, хвостовики и секции обсадных колонн цементируют после предварительного среза штифтов разъединителя.

Бурильные трубы отсоединяют от обсадных после проверки надежности подвески плавной разгрузкой колонны до «собственного веса» бурильных труб.

Подвесные устройства. Существуют три принципиально различающихся способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин: на цементном камне, на клиньях и опорной поверхности.

Хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают на цементном камне как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины непосредственно в процессе их цементирования.

Принцип этого способа подвески заключается в подъеме тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами, в удалении тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком, и в отсоединении бурильных труб от обсадных только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии.

На цементном камне можно подвешивать хвостовики или секции обсадной колонны без ограничения их длины, межколонных кольцевых зазоров и на любой глубине скважины.

Основное требование для осуществления этого способа подвески — необходимость обязательного подъема тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Для подвески хвостовиков и секций обсадных колонн, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют однотипные устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

Узел подвески, образующий устройство этого вида, размещают в ниппельной части разъединителя любого типа. Для данного вида подвесок общими являются следующие конструктивные и эксплуатационные признаки: бурильные трубы остаются неподвижными в течение всего процесса крепления скважин и ОЗЦ, боковые промывочные отверстия устройств открываются с помощью прокачиваемых по бурильным трубам металлических шаров или резиновых пробок, продавочную жидкость закачивают по расчету и в основном без получения сигнала «стоп».

На рис. 12.15, *a* изображен общий вид такого устройства. Подвесное устройство с прокачиваемой пробкой готовят следующим образом. В верхний патрубок ниппельной части разъединителя напротив боковых промывочных отверстий вставляют втулку с уплотнительными кольцами и закрепляют ее калиброванными срезными штифтами. Затем полностью соединяют разъединитель и подвергают его гидравлическому испытанию на герметичность. При этом не допускается истечение жидкости через боковые промывочные отверстия. Далее разъединитель спускают в скважину на глубину до 25 м, прокачивает резиновую пробку, устанавливают характер ее взаимодействия с втулкой, определяют давление для среза штифтов, поднимают разъединитель на поверхность и проверяют состояние подвесного узла. При отсутствии каких-либо повреждений подвесной узел снова готовят к работе. При этом устанавливают новые резиновые уплотнители и срезные штифты.

Собранный разъединитель с подготовленным подвесным узлом повторно подвергают опрессовке и затем используют непосредственно при креплении скважин.

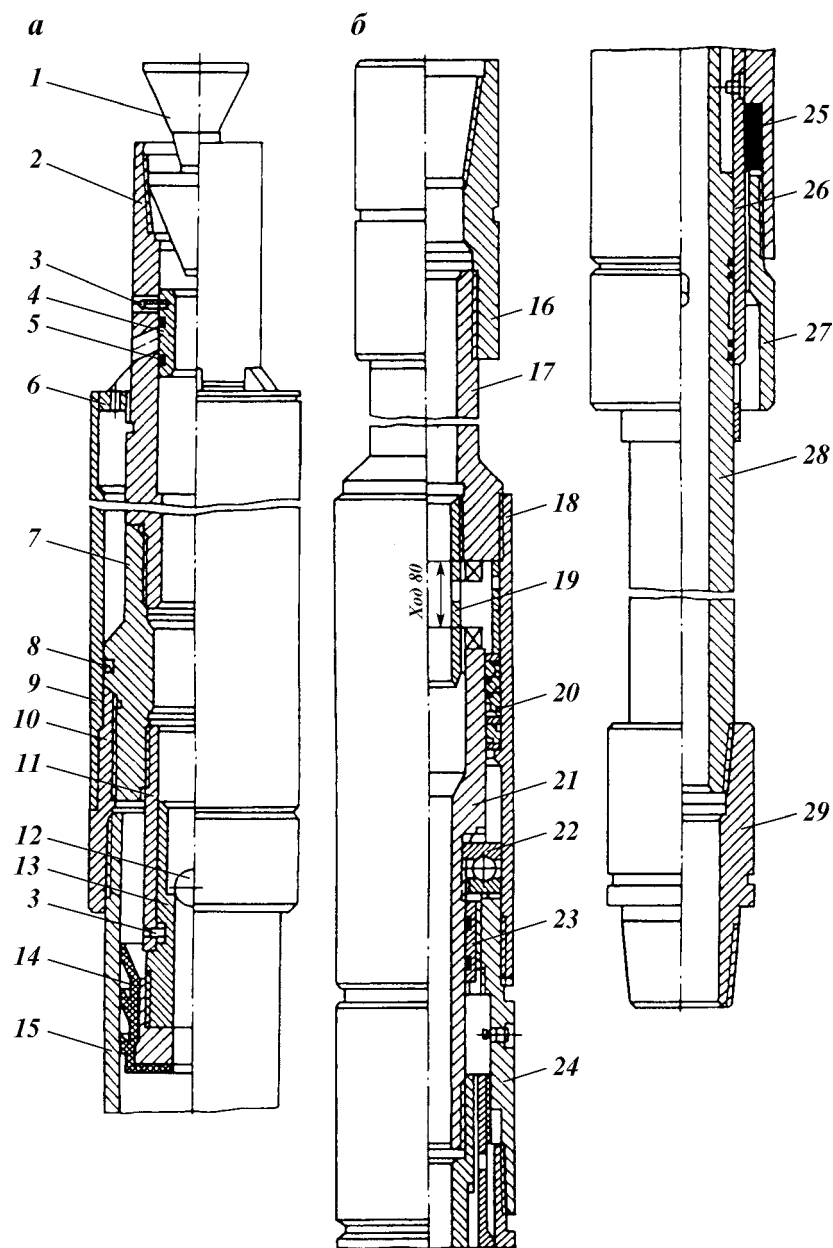


Рис. 12.15. Устройства для подвески хвостовиков и секций обсадной колонны на цементном камне в обсаженном стволе с резьбовым разъединителем (а) и в необсаженном стволе (б): 1 – управляемая пробка; 2 – удлинитель; 3 – срезной штифт; 4 – запорная втулка; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – крышка; 7 – ниппель разъединителя; 8 – манжета; 9 – раструбная часть разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – несущий патрубок; 12 – шар; 13 – седло; 14 – подвесная разделительная цементировочная пробка; 15 – обсадная труба; 16 – замковая муфта; 17 – переводник корпуса; 18, 24, 25 – соответственно верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 19 – патрубок; 20 – набор манжетных уплотнителей; 21, 28 – верхняя и нижняя секции шпинделя; 22 – упорный подшипник качения; 23 – радиальный подшипник скольжения; 26 – золотник; 27 – нажимная гайка; 29 – замковый ниппель

Если при цементировании хвостовиков или секций обсадной колонны с подвеской на цементном камне применяют металлический шар, то в подготовительные работы включают следующие этапы:

спуск устройства в скважину на бурильных трубах на глубину, на которой будет установлена верхняя часть обсадной колонны;

промывку скважины с подачей, не превышающей запланированную при закачке продавочной жидкости в процессе цементировании хвостовика;

фиксирование значения установившегося давления при промывке с заданным режимом;

сбрасывание в трубу металлического шара и прокачивание его при заданной подаче насосов;

определение времени движения шара по трубам до момента среза штифтов и давления, при котором были срезаны штифты;

подъем устройства из скважины, разборка и проверка его состояния.

Полученные результаты предварительного испытания учитывают непосредственно при выполнении работ по цементированию хвостовика или секции обсадной колонны.

При этом последняя часть продавочной жидкости, равная объему бурильных труб и закачиваемая вместе с шаром, должна нагнетаться в скважину цементировочными агрегатами с той же подачей, которая была при предварительном испытании.

Рекомендуется устанавливать штифты такого диаметра и прочности, чтобы избыточное давление при их срезе на 5–7 МПа превышало рабочее давление при цементировании.

После среза штифтов и открытия боковых промывочных отверстий непрерывно промывают скважину прямой и обратной циркуляцией с максимально возможной подачей цементировочных агрегатов до тех пор, пока не будет удален весь тампонажный раствор, находящийся за бурильными трубами.

Далее периодически промывают скважину до конца срока схватывания тампонажного раствора у верхней границы обсадной колонны, после чего бурильные трубы отсоединяют от обсадных и поднимают на поверхность.

При подвеске хвостовиков и секций обсадных труб, когда нижняя часть бурильной колонны находится в необсаженной части ствола и возникает опасность ее прихвата, применяют устройство, изображенное (на рис. 12.15, б). В отличие от других это подвесное устройство многократного действия. Оно позволяет удерживать и цементировать обсадные трубы в растянутом состоянии с применением разделительных пробок, получать сигнал «стоп», вращать бурильную колонну без отсоединения ее от обсадной в течение всего времени ОЗЦ, а также использовать разъединительные устройства любого типа.

Подвеска включает составной корпус, подвешиваемый на бурильных трубах, двухсекционный шпindel, смонтированный внутри этого корпуса на упорном подшипнике качения, радиальный подшипник скольжения, золотник, который перекрывает радиальные отверстия шпинделя, наклоненные к его оси. Верхний торец шпинделя и нижняя часть переводника корпуса оборудованы кулачками, которые при вводе их в зацепление и последующем вращении взаимодействуют и обеспечивают отсоединение бурильных труб от обсадных. Наружная верхняя часть золотника и внутрен-

ний выступ средней части составного корпуса имеют трапецеидальную резьбу, на которой при вращении бурильных труб и, следовательно, составного корпуса происходит осевое перемещение золотника из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее. Крайнее нижнее положение золотника определяется по совпадению его выступающего из корпуса торца с рисккой на наружной поверхности шпинделя. Корпус устройства заканчивается нажимной гайкой, нижняя часть которой выполнена в виде кожуха, образующего зазор между его внутренней поверхностью и золотником. Гайка одновременно поджимает манжетные уплотнения и направляет поток бурового раствора, прокачиваемого через радиальные отверстия шпинделя.

Тампонажный раствор, поднятый при цементировании выше обсадной колонны, вымывается из скважины через эти отверстия. Упорный шарикоподшипник и подшипник скольжения работают в масляной ванне, которая имеет два закрывающихся пробками отверстия (для подачи масла и выхода воздуха).

Принцип действия подвешного устройства заключается в следующем. В исходном положении весь поток циркулирующей жидкости проходит через башмак обсадной колонны. После окончания ее цементирования и получения сигнала «стоп» вращением бурильной колонны вправо без какой-либо разгрузки приподнимают золотник, открывают боковые промывочные отверстия в подвешном устройстве и вымывают весь тампонажный раствор, поднятый выше обсадных труб. При этом периодически вращают колонну ротором в течение всего времени промывки в период ОЗЦ. Продолжительность и периодичность вращения бурильных труб для исключения их прихватов устанавливают в каждом конкретном случае.

После окончания срока схватывания тампонажного раствора циркуляцию жидкости прекращают и колонну бурильных труб плавно опускают, пока нагрузка на крюке не станет соответствовать весу бурильной колонны. При этом торцовые кулачки подвески входят в зацепление друг с другом, давая возможность вращать ниппельную часть разъединителя и отсоединять бурильные трубы от зацементированного хвостовика или секции обсадной колонны.

Подвески типа ЦП также можно использовать при подвешивании хвостовиков и секций обсадных колонн в обсаженной части ствола.

Подготовка подвешного устройства к работе начинается с заполнения масляной камеры маслом, при этом золотник должен занимать крайнее нижнее положение. Для этого в условиях буровой устройство укладывают на мостки вверх отверстиями для ввода смазочного материала, вывинчивают из них пробки и через одно из этих отверстий заполняют масляную камеру, используя дизельное масло МТ-16.

Затем регулируют положение золотника таким образом, чтобы его выступающий из корпуса торец оказался совмещенным с рисккой на наружной поверхности шпинделя подвески. Подготовленное устройство опрессовывают водой на давление 22,5 МПа. При этом истечение воды через уплотнения между золотником и шпинделем, а также подтекание масла через манжетные уплотнения между золотником и корпусом не допускаются.

Подготовленную к работе подвеску типа ЦП собирают на мостках с разъединителем, заранее закрепленным на обсадной трубе. Затем собранную систему подают в буровую, закрепляют резьбовые соединения подвески с ниппелем разъединителя машинными ключами, устанавливают сборку

на элеватор и вращением части подвески цепным ключом проверяют характер перемещения золотника и его положение относительно боковых промывочных отверстий. При этом подсчитывают число оборотов корпуса. Далее собранную систему снова укладывают на мостки.

После спуска в скважину на заданную глубину хвостовика или секции обсадной колонны на бурильных трубах приступают к цементировочным работам. При этом вращение бурильных труб должно быть исключено.

В процессе цементирования хвостовика трубы расхаживают для предотвращения их прихвата. После получения сигнала «стоп» избыточное давление в колонне снижают до атмосферного. Устанавливают ведущую трубу и вращением бурильной колонны вправо приподнимают золотник подвесного устройства в крайнее верхнее положение. Затем восстанавливают циркуляцию через боковые промывочные отверстия подвески и промывают скважину, периодически вращая бурильную колонну до полного удаления тампонажного раствора, поднятого над обсадными трубами.

После истечения заданного периода ОЗЦ бурильные трубы подают вниз с разгрузкой до «собственного веса» и одновременной промывкой скважины одним насосом при подаче 10 л/с. При этом кулачки подвески сходятся, давление повышается, и буровой насос останавливают.

Если при креплении скважины применяли резьбовой разъединитель, то последующим вращением бурильных труб вправо их отсоединяют от обсадных, приподнимают над верхней частью хвостовика, восстанавливают циркуляцию и после непродолжительной промывки подвесное устройство поднимают на поверхность.

После подъема из скважины подвесное устройство промывают водой, очищают, смазывают и хранят под навесом на выкладках. Это устройство можно применять многократно.

На клиньях хвостовика и секции обсадных колонн подвешивают только в обсаженной части скважины, где практически мал износ внутренней поверхности обсадных труб. Основным принцип этого способа подвешивания заключается в том, что спускаемую часть обсадной колонны заклинивают, вводя клиновидные плашки, расположенные на ее наружной поверхности, в кольцевой межколонный зазор.

Клиновое подвесное устройство устанавливают под разъединителем. Оно служит для цементирования обсадных колонн в растянутом состоянии после отсоединения бурильных труб от обсадных. Подвеску на клиньях можно осуществлять при наличии поглощений любой интенсивности. Клиновые подвесные устройства невозможно применять в следующих случаях: при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм); при спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции; при значительном износе внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска; при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

По принципу действия клиновые подвесные устройства подразделяют на механические и гидравлические.

Механическая клиновая подвеска (рис. 12.16) состоит из цилиндрического корпуса 8, верхняя часть которого заканчивается муфтой 1 с конусообразной наружной поверхностью, предназначенной для распора при скольжении по ней клиновых плашек. На корпус свободно надет перемещаемый по нему в осевом и радиальном направлениях узел подвески, со-

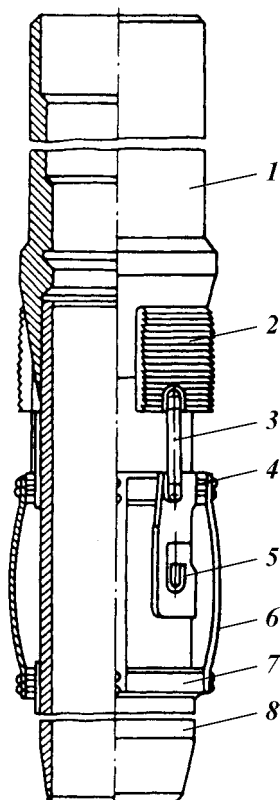


Рис. 12.16. Механическая клиновья подвеска в транспортном положении:

1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный центратор; 8 – корпус

стоящий из пружинного арочного центратора 6 и расположенных выше него четырех клиновидных плашек 2, каждая из которых связана с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт. Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи – зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы, на участке которой работают клинья и осуществляется подвеска хвостовика.

Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет надет центратор с клиновидными плашками. Он предназначен для удержания клиньев в транспортном положении при спуске хвостовика или секций обсадной колонны.

Размер центратора должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на необходимую высоту и поворачивают влево. При этом штифт, повернутый совместно с корпусом, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно корпуса подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распертого центратора со стенками обсадной колонны.

Далее колонну плавно подают вниз, конусообразная муфта начинает входить в клиновидные плашки, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.

Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб, вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных и приступают к цементированию подвешенного на клиньях хвостовика.

Рис. 12.17. Клиновое подвесное устройство гидравлического действия:

1 — обсадная труба; 2 — конусообразная муфта; 3 — корпус; 4, 7 — верхнее и нижнее кольца центратора; 5 — штифт; 6 — пружинная планка центратора; 8 — поршень; 9 — соединительная муфта

Принцип работы клинового подвесного устройства гидравлического действия (рис. 12.17) заключается в использовании механизма передачи усилий внутреннего избыточного давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновидными плашками подвески. При этом поршень распирает их между конусообразной муфтой и стенками обсадной колонны. Одновременно колонну труб подают вниз и подвешивают хвостовик на клиньях.

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков первых секций или сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большого диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

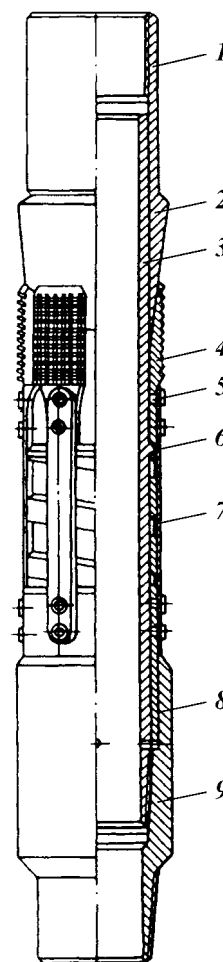
Каждому из указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне эта группа устройств может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. При нарушении этого условия, в случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает. В связи с этим способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика. При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ним. При достижении кулачками внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, они входят в проточки и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика. Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис. 12.18, а) осуществляют с помощью опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости.



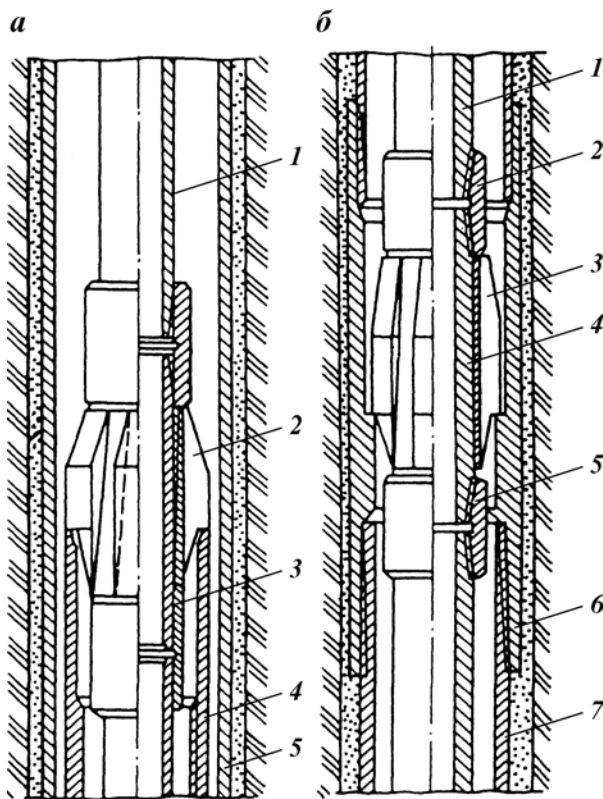


Рис. 12.18. Схема упорной подвески на кулачках:

а — спускаемая секция обсадной колонны с упором на верхней части зацементированного хвостовика; 1 — спускаемая секция обсадной колонны; 2 — стопорная втулка; 3 — муфта; 4 — зацементированный хвостовик; 5 — промежуточная обсадная колонна; *б* — хвостовик на упоре в двухразмерной колонне; 1 — спускаемый хвостовик; 2, 5 — муфты; 3 — опорная втулка; 4 — патрубок; 6 — переводная муфта; 7 — первая промежуточная колонна

Наружный диаметр втулки должен быть больше наружного диаметра зацементированного хвостовика, на котором подвешивают колонну. Упорную подвеску спускаемого хвостовика в двухразмерной обсадной колонне (рис. 12.18, *б*) проводят в переходной части труб разных диаметров также с помощью аналогичной втулки. Чтобы осуществить такую подвеску, необходимо предусмотреть в переходниках для двухразмерных колонн специальную площадку для установки опорной втулки.

Для соединения спускаемых секций обсадных колонн с предыдущими существует несколько разновидностей устройств, обеспечивающих стыковку секций на глубине и образование с их помощью сплошной обсадной колонны. Соединители подразделяют на устройства для соединения цементируемых и нецементируемых (съёмных) секций обсадной колонны.

Ко всем соединительным устройствам предъявляют следующие основные требования: обеспечение соосности соединяемых секций, проходимости через них долот, а также различных инструментов и приборов; создание надежного герметичного соединения секций обсадных колонн.

Соединители для неразъемного соединения секций оснащены замком, который взаимодействует с раструбом разъединителя.

Секции стыкуются следующим образом. Ниппель соединителя вводят в раструб, предохранительная втулка садится на торец раструба, и индикатор веса показывает «посадку колонны». При этом усилие разгрузки не

должно превышать усилия среза штифтов, удерживающих предохранительную втулку на нишпеле соединителя.

Далее подбирают длину обсадных труб на верхнем конце секции с расчетом, чтобы при конечной глубинной стыковке оставался свободным ход вверх и вниз ее нижнего конца, а вся секция оказалась жестко подвешенной на колонном фланце. Подобранные по длине трубы с установкой на верхней трубе конусообразной подвесной муфты и заменив ими верх секции, разгружают колонну до момента среза предохранительной втулки и вывода уплотнений из транспортного положения в рабочее. При этом на индикаторе веса восстанавливается показание полного веса нецементированной секции. Измеряя свободный ход, секцию подают вниз до тех пор, пока конусообразная муфта не окажется подвешенной на колонном фланце.

12.3. ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ И РАСТВОРЫ

Способность тампонажных цемента после затворения водой к структурообразованию и твердению (превращению в камень) обусловила их применение для цементирования скважин.

Применительно к портландцементу (который используют в качестве тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин) первой стадией структурообразования является возникновение коагуляционной структуры исходных частиц цемента и гидратных новообразований. На второй стадии развивается сплошная рыхлая кристаллизационная структура гидроалюмината, которая обычно разрушается при перемешивании раствора. Третья стадия — это образование кристаллизационной структуры гидросиликатов.

При затворении цемента водой сначала происходит растворение его небольшой части, вступающей в химическое взаимодействие с водой, до насыщения. Затем наступает период коллоидации, характеризующейся высокой дисперсностью частиц цемента, — период собственно схватывания (коагуляционного структурообразования), переходящего в собственно твердение (период кристаллизации) раствора при переходе системы из менее устойчивого состояния в более устойчивое.

Природа сил, обуславливающих прочность тампонажного камня, имеет разные толкования, основанные как на кристаллизационной, так и на коллоидно-химической теории. В первом случае она объясняется срастанием кристаллов в местах контактов за счет ионно-химических связей, а во втором — сцеплением частиц благодаря ван-дер-ваальсовым поверхностным силам.

Процесс структурообразования вяжущих веществ проходит в два этапа.

Результатом первого этапа является получение коагуляционной структуры частиц и гидратных новообразований. Пластическая прочность структуры к этому моменту низка, темп нарастания ее медленный и зависит от связывания воды, степени диспергирования цемента в воде и накопления гидратных новообразований. Такая система тиксотропна, и связь между частицами в ней обеспечивается через гидратные оболочки, которые отделяют их друг от друга. После механического разрушения системы связь восстанавливается.

Второй этап характеризуется возникновением и развитием кристаллизационной структуры гидратов цементных минералов. Поверхность частиц увеличивается, возникают молекулярные связи между ними. Этот процесс характеризуется интенсивным нарастанием прочности структуры. Формируется непосредственная связь между частицами, которая отличается высокой прочностью и необратимым характером разрушения (например, при запоздалом продавлении раствора).

Существенное влияние на процесс твердения цементного раствора оказывают температура и давление. С их увеличением ускоряется гидратация, изменяется растворимость твердых веществ в жидкой фазе, изменяется также фазовый состав продуктов гидратации цементов, шлаков и других вяжущих материалов.

В заколонном пространстве может сложиться такая ситуация, при которой одновременное перемешивание тампонажного раствора и изменение температуры приведут к схватыванию и твердению цементного раствора отдельными зонами. Картина примет еще более мозаичный характер, если учесть действие повышенного водоцементного отношения и изменяющуюся концентрацию реагентов-структурообразователей.

Если при нормальных условиях добавляемый песок является практически инертным наполнителем, то при повышенных температурах кварц становится активным и взаимодействует с составляющими цемента.

Кварц, растворяясь в воде при нагревании и под давлением, вступает в реакцию с известью; на этом принципе основано производство песчано-известковых кирпичей. Скорость этой реакции в значительной степени зависит от удельной поверхности кварца.

Общепризнанная теория природы процессов гидратационного структурообразования и твердения шлаковых растворов в настоящее время отсутствует.

Взаимодействие шлаков с водой сопровождается комплексом процессов, включающих адсорбцию, ионный обмен, выщелачивание, гидролиз, гидратацию и другие, в результате которых происходят деструкция исходных фаз и возникновение новых.

При нормальной температуре как комовые, так и гранулированные шлаки даже при наиболее благоприятных химическом и фазовом составех почти не проявляют вяжущих свойств. При введении в раствор щелочных соединений гидроксидов натрия, кальция, калия происходят дальнейшие гидролиз и гидратация. Кроме щелочной активации шлаков на практике применяют еще сульфатную, а также комбинированную. Обычно в качестве щелочных активаторов используют известь и портландцемент, а в качестве сульфатных — гипс и ангидрит.

Мощное средство пробуждения гидравлической активности доменных шлаков — повышение температуры.

Добавки кварцевого песка при высоких температурах в значительной степени интенсифицируют гидратацию шлака с образованием низкоосновных высокопрочных гидросиликатов.

Шлакопесчаные растворы при высоких температурах и давлениях дают плотные и прочные камни, очень стойкие в агрессивных средах.

Твердение тампонажного камня в условиях циклического температурного воздействия (скважины с термическим воздействием на пласты) характеризуется существенным изменением их физико-механических свойств.

Тепловая обработка значительно интенсифицирует процессы гидратации и твердения. Результаты исследований показывают, что в среде пара процессы гидратации и роста кристаллогидратов протекают интенсивнее, чем в воде.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ

Структурно-механические свойства тампонажных растворов.

Формирование потока тампонажного раствора и «удобоукладываемость» в заколонном пространстве во многом зависят от его реологических свойств. Реологическую характеристику тампонажных растворов можно существенно улучшить путем применения реагентов.

Пригодность тампонажных растворов к прокачиванию для цементирования скважин определяется началом схватывания.

При низких температурах тампонажные растворы из тампонажных портландцементов, имея длительные сроки схватывания (10–15 ч и более), для ускорения работ на скважинах требуют введения ускорителей. Успешно используют хлористый кальций и хлористый алюминий.

Температура – главный фактор, резко изменяющий сроки схватывания и время загустевания тампонажных растворов. Давление оказывает меньшее влияние. С возрастанием давления от атмосферного до 60 МПа сроки схватывания сокращаются более чем вдвое. При одновременном воздействии температуры и давления сокращение сроков схватывания еще больше.

Большинство реагентов, влияющих на сроки схватывания, изменяют в том же направлении и время загустевания тампонажных растворов.

Положительное свойство шлаков – их относительно легкая обрабатываемость замедлителями.

Велико значение удельной поверхности цемента. Для шлакопесчаных растворов увеличение удельной поверхности песка способствует замедлению процесса схватывания раствора. Еще большее замедление процесса гидратации происходит в смесях, полученных совместным помолом шлака и песка.

Отмеченный замедляющий эффект – результат физико-химического взаимодействия частиц шлака и песка в момент их дробления.

Время загустевания короче сроков схватывания растворов, различия между ними достигают ощутимых величин, и этого нельзя не учитывать (табл. 12.10).

При увеличении давления от 40 до 110 МПа время загустевания сокращается от 220 до 75 мин, т.е. приблизительно в 3 раза.

Одновременное колебание температуры и давления (по программе изменения условий при закачке и движении тампонажного раствора) значительно влияет на время загустевания раствора, которое отличается от времени загустевания, определяемого при забойных температурах и давлении.

Одна из основных причин загустевания растворов – образование загущенных пачек смеси химически обработанных тампонажных и буровых растворов, резко повышающих давление продавки.

Плотность тампонажных растворов. Плотность растворов из тампонажных цементов для скважин с температурой 22 и 75 °С, затворенных

водой в количестве 50 % (массовая доля), равна 1,83–1,85 г/см³. Шлакопесчаные растворы более легкие, и плотность их колеблется в пределах 1,73–1,80 г/см³ при том же водоцементном отношении.

Плотность тампонажных растворов зависит от водоцементного отношения (для конкретного цемента). Повышение плотности тампонажного раствора за счет уменьшения водоцементного отношения ограничивается его способностью прокачиваться и временем загустевания, которое при этом сокращается.

Чтобы повысить плотность раствора при значительном снижении водоцементного отношения (до 0,3), его прокачиваемость можно улучшить обработкой раствора поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Повышение плотности тампонажных растворов введением утяжеляющих добавок наиболее эффективно и часто применяется; обеспечивается введением таких утяжелителей, как барит, гематит, магнетит, кварцево-магнетитовый песок.

Опыт показывает, что необходимыми условиями, которым должны удовлетворять утяжелители для повышения плотности тампонажных растворов, являются чистота от водопотребных примесей и относительно низкая удельная поверхность.

Плотность тампонажных растворов можно снизить следующими путями:

введением в тампонажный раствор газа (воздуха) или жидкости затворения (с ПАВ) различными способами;

введением в тампонажный раствор большого количества воды затворения (со структурообразователями);

применением вяжущих веществ с низкой плотностью.

Наибольшее снижение плотности тампонажных растворов обеспечивается введением в них газа (воздуха). Последнее можно обеспечить их аэрированием (наиболее эффективное мероприятие), введением воздуха вместе с материалами, содержащими воздух (перлит, керамзит и др.).

Цементно-бентонитовые и цементные растворы с добавкой ПАВ легко поддаются аэрированию путем механического перемешивания, при этом сохраняется равномерное распределение воздуха по всему объему раствора.

Плотность тампонажных растворов снижают путем введения в них добавок, имеющих невысокую плотность. К ним относят гильсонит, кир, отходы целлюлозного производства. Абсолютная величина снижения плотности растворов невелика.

Таблица 12.10

Сопоставление сроков схватывания и времени загустевания растворов из цемента Карадагского завода для скважин с температурой 75 °С

Состав смеси, доли		Добавки, %		Массовая доля воды в смеси ² , %	Условия опыта		Срок схватывания T _с , мин	Время загустевания T _з , мин	T _с /T _з
Цемент	Гипан	ССБ	Хромпик		t, °С	p, МПа			
1	—	—	—	50	60	30	120	81	1,48
3	1	—	—	76	60	30	130	128	1,02
1	—	0,6	0,30	38	90	45	420	160	2,63
3	1	0,7	0,35	71	90	45	130	41	3,17

* До растекаемости 19–20 см.

В целях снижения плотности тампонажных растворов эффективно введение в них значительного объема воды. Водоцементное отношение при этом составляет единицу и более. Для удержания воды и предупреждения седиментации твердой фазы в растворе вводят структурообразователи, в первую очередь глину (лучше бентонитовый порошок). Для удержания больших количеств воды применяют тонко измельченные опоку, трепел и другие материалы. Высокомолекулярные органические добавки типа КМЦ также приводят к резкому повышению седиментационной устойчивости тампонажных растворов.

Лучших результатов можно достичь комбинированной обработкой тампонажных растворов, когда в них вводят глины и высокомолекулярные добавки, что приводит к снижению механической прочности цементного камня и удлинению сроков схватывания (время загустевания при этом может уменьшиться).

Механические свойства тампонажного камня. Интегральным показателем качества цементного камня считают механическую прочность. Применительно к разобранному пластов, проходимых скважиной, такое мнение не всегда обоснованно. Весьма важно обеспечить получение непроницаемого коррозионно-стойкого камня, формирующегося без усадки.

При высоких температурах и давлениях шлакопесчаные растворы твердеют, набирая прочность, в значительном диапазоне температур. Для каждой температуры существуют оптимальные значения удельной поверхности шлака, при которых шлаковый камень имеет максимальную прочность. Чем выше температура, тем более глубокого помола должен быть шлак. При температуре 130 °С оптимальная удельная поверхность шлака 3000 – 3500 см²/г.

Добавки кварцевого песка естественной крупности при температуре до 130 °С и давлении 40 МПа существенно изменяют механическую прочность шлакового камня двухсуточного возраста. В этом случае песок выполняет роль наполнителя, так как в таких условиях он медленно вступает в химическое взаимодействие с продуктами гидратации шлака. Положительное влияние песка естественной крупности при этой температуре проявляется при более длительных сроках твердения камня.

Газоводопроницаемость портландцементного раствора и камня. На проницаемость портландцементных образцов первостепенное влияние оказывает температура. Давление при пониженных температурах способствует понижению проницаемости образцов, при высоких температурах – не оказывает влияния либо несколько повышает ее.

Значительно влияет на изменение проницаемости цементного камня водоцементное отношение. Изменение проницаемости цементных образцов односуточного возраста из цемента Карадагского завода при различных условиях с переменным водоцементным отношением приведено в табл. 12.11.

Проницаемость шлакопесчаных камней, твердеющих при температурах более 120 °С, снижается до нуля с течением времени, а проницаемость твердеющих при 140 °С и выше уже через 1 сут приближается к нулевой.

Только применение кварцевых (SiO₂) добавок способствует снижению проницаемости портландцементного камня, твердевшего при высоких температурах и давлениях, до значений, близких к нулю.

Сцепление цементного камня со стенкой скважины и обсадными трубами. Качественную изоляцию продуктивных горизонтов и крепление

Таблица 12.11

Влияние водоцементного отношения на коэффициент проницаемости цементного камня

В/Ц, %	Коэффициент проницаемости, мкм ²			
	$t = 75\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 10\text{ МПа}$	$t = 110\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 30\text{ МПа}$	$t = 150\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 40\text{ МПа}$	$t = 175\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 50\text{ МПа}$
40	0,00	0,07	4,50	—
50	0,61	1,72	32,4	49,8
60	1,47	5,26	—	71,0

стенки скважин часто связывают со сцеплением твердеющего цементного раствора и камня с породами, составляющими разрез скважины, и металлом обсадных труб, что не совсем верно. Однако одним из важнейших (и труднейших) вопросов остаются нормы и требования к этому параметру.

Процессы взаимодействия цемента с металлом и породой сложны. Они определяются как физико-химическими свойствами цемента, природой металла и пород, адгезией, химическим сродством, так и условиями твердения цементного раствора.

Рентгеновский анализ позволил установить, что в контактном слое цемента с железом происходят реакции, сопровождающиеся образованием полукальциевого феррита, благодаря уплотнению и старению которого с течением времени сцепление возрастает.

Для оценки сцепления¹ применительно к условиям работы цементного кольца в скважине при удержании им колонны, очевидно, приемлемым является метод выдавливания стального стержня из цементного образца, так как колонна также стремится сдвинуться вниз относительно цементного кольца.

Тепловыделение при гидратации тампонажного цемента. Определенную роль в изменении теплового режима скважины в период ОЗЦ играют тепловыделение тампонажного материала и его теплофизические свойства. Колебания температуры в гидратирующем цементе обусловлены физико-химическими превращениями, которые характеризуют интенсивность реакций, их глубину и физическое состояние системы.

Количество теплоты, выделяемой 1 кг цемента при схватывании и твердении при температуре 18 °С, составляет от 6,3 до 20,9 кДж/ч. Максимум температуры отмечается через 10–13 ч после затворения.

В условиях теплообмена с окружающей средой абсолютное значение колебаний температуры в период ОЗЦ в реальной скважине зависит не только от тепловыделения и теплофизических свойств тампонажного материала, но и от его количества на единицу длины ствола (с учетом замещения бурового раствора), распределения его по кольцевому пространству и условий взаимодействия с пластами.

Термохимические свойства тампонажных цементов существенно зависят от состава и тонкости помола цемента, содержания и химико-минералогического состава наполнителей, химических реагентов и их количества, водоцементного отношения, условий твердения тампонажного раствора и др. С достаточной для практики точностью принимается, что количество теплоты, выделяющейся при твердении тампонажного раствора, пропорционально массе образовавшихся в результате гидратации продуктов.

¹ Под сцеплением понимаем (применительно к условиям работы цементного кольца в скважине) одновременное действие всех сил, удерживающих стержень цементным кольцом.

Весьма пониженным тепловыделением отличаются шлакопортланд-цементы, причем скорость тепловыделения определяется свойствами (активностью, тонкостью помола и т.д.) как портландцемента, так и шлака, а также совместным их влиянием на эффект тепловыделения (Ф.М. Ли).

Чем активнее добавка, тем меньше снижается экзотермический эффект.

Пластифицирующие добавки создают препятствия для проникновения воды к цементным частицам в начале процесса, в результате чего замедляется процесс гидратации цемента.

Существенное влияние на скорость тепловыделения оказывают температурные условия твердения цементного раствора.

Седиментационные процессы в цементном (тампонажном) растворе. Значительное количество воды, принятое (50 %) для затворения тампонажных цементов, приводит к некоторым чрезвычайно нежелательным последствиям для герметизации заколонного пространства и разобщения пластов.

После продавливания в заколонное пространство тампонажный раствор можно представить как систему, состоящую из огромного числа различных по форме и размерам частиц, покрытых сольватными оболочками и соединенных между собой в пространственную структурную решетку некоторыми прочностными связями.

С течением времени при твердении цементного раствора поровое давление снижается. Это подтверждается лабораторными и промышленными исследованиями. Процесс снижения порового давления тампонажного раствора, наблюдаемый на стендах, описывается исследователями качественно.

В общем случае сразу же после продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство прочностные связи между частицами слабы. Твердая фаза раствора находится во взвешенном состоянии и оказывает давление на поровую жидкость. Это состояние неустойчивое, и система стремится к равновесию. Твердые частицы под действием силы тяжести стремятся седиментировать. Но в отличие от зерен кварцевого песка при его малой концентрации в воде смоченные и начавшие гидратировать частицы цемента оседают, цепляясь друг за друга (флокулы), стенки скважины и обсадной колонны.

Седиментация в тампонажных растворах подчиняется не закону Стокса (как в случае седиментации, например, кварцевого песка), а законам течения в капиллярно-пористых телах (Ф.М. Ли).

Высокая водоотдача, седиментационная неустойчивость тампонажных растворов являются причиной образования каналов в заколонном пространстве, заполненных вначале водой затворения и затем освобождающихся от нее за счет действия эффекта контракции.

Водоотдача (фильтрация) — движение фильтрата тампонажного раствора через проницаемую перегородку под действием перепада давления. Скорость фильтрации прямо пропорциональна перепаду давления около фильтровальной перегородки и обратно пропорциональна сопротивлению, испытываемому жидкостью при движении через перегородку и слой образовавшегося осадка.

В реальных процессах фильтрации, к которым относят фильтрацию тампонажных растворов, наблюдаются и закупорка пор, и образование осадка.

Для тампонажных растворов водоотдача с течением времени затухает. Однако она очень велика в начальной стадии, поэтому необходимо стремиться уменьшить ее до момента, когда раствор будет обладать некоторой структурой определенной прочности, способной удерживать воду. Тампонажные растворы в процессе фильтрации образуют несжимаемые и сжимаемые осадки.

Большое влияние на процесс фильтрации оказывает вязкость дисперсионной среды. Чем меньше вязкость, тем интенсивнее процесс фильтрации.

Процесс водоотдачи тампонажного раствора отличается большой сложностью и зависит от многих причин. Прежде всего на водоотдачу влияет удельное сопротивление фильтрационной корки.

Существенное снижение водоотдачи тампонажных растворов обеспечивается их химической обработкой. Перемешивание и абсолютное давление оказывают существенное влияние на водоотдачу тампонажного раствора, снижая ее.

Водоотдача растворов на базе доменного шлака имеет ту же направленность изменения.

Контракционный эффект при твердении тампонажных растворов. При гидратации цемента сокращается физический (абсолютный) объем системы цемент – вода вследствие образования продуктов, обладающих меньшим физическим объемом, чем сумма физических объемов исходных веществ. Это явление получило название контракции (стяжения объема).

Применительно к решению проблемы газопроявлений при креплении скважин внимание привлекает изучение внешнего эффекта контракции – разрежение в твердеющем цементном растворе – камне, т.е. при затвердевании цементный раствор – камень развивает вакуум, что является причиной засасывания флюида.

С увеличением температуры контракция возрастает, особенно в первой ее стадии. В дальнейшем скорость контракции стабилизируется.

Установлено, что с увеличением температуры за равные промежутки времени количество поступающей в цементный раствор воды возрастает.

Введение добавок-наполнителей влияет на величину создаваемого цементным раствором вакуума. Вводимая добавка замещает часть цемента, на единицу объема цементного раствора снижается количество поглощаемого газа (воды), и, следовательно, уменьшается абсолютное значение вакуума, что и может быть учтено при регулировании указанного явления.

В растворе, состоящем из 1220 кг цемента и 1 м³ воды, контракция составляет до 98 л/м³.

Развитие с течением времени контракционного эффекта способствует извлечению из бурового раствора избыточной, не участвующей в устойчивом обменном комплексе воды. Буровой раствор и корка обезвоживаются, и создаются благоприятные условия для образования каналов.

Известно, что буровой раствор или фильтрационная корка, находящаяся в контакте с цементным раствором во время его твердения, превращаются, как правило, в камнеподобное тело. При погружении его в воду не происходит набухания, оно практически не поглощает воды, оставаясь рстресканной твердой массой с многочисленными каналами.

За определенный отрезок времени количество поглощенной воды цементами из фильтрационной корки (раствора) при высоких темпе-

ратурах (100–125 °С) в несколько раз больше, чем при нормальных температурных условиях, так как происходит более глубокая гидратация цемента.

Установлено, что каналы в фильтрационной корке (растворе) образуются значительно раньше полного ее обезвоживания. Тем не менее процесс поглощения воды твердеющим цементным раствором из бурового раствора и через него будет продолжаться, а каналы дадут возможность проникать газу из пласта. Пристеночный, контактирующий с металлом слой бурового раствора обезвоживается, превращаясь в трещиноватую высокопроницаемую массу под действием вакуума, создающегося во время твердения цементного камня. С ускорением процесса (при повышении температуры) эффект контракции цемента проявляется более интенсивно.

К мероприятиям, понижающим интенсивность образования каналов и обезвоживания бурового раствора и корки, относят следующие: применение тампонажных материалов с пониженным контракционным эффектом (шлаки, органоминеральные и органические композиции), в том числе и портландцементов с уменьшенным содержанием алюминатных фаз и других составов; использование наполнителей в тампонажных растворах, снижающих общий эффект контракции материала в результате уменьшения содержания вяжущего в единице объема; применение специальных или буферных жидкостей перед цементным раствором, отверждающих фильтрационную корку; использование химреагентов, снижающих величину или скорость прохождения контракционного эффекта в тампонажном растворе – камне. Однако кардинальным мероприятием, предупреждающим образование каналов в невытесненном буровом растворе и корке, является полное замещение бурового раствора цементным.

МАТЕРИАЛЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Одним из основных этапов заканчивания скважин является цементирование скважин с использованием тампонажных цементов.

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют *тампонажным*.

Тампонажные растворы применяют для разобщения пластов в самых различных геолого-технических условиях: от –15 до +250 °С и от 1,5 до 200 МПа в каналах заколонного пространства размером от нескольких миллиметров до 0,5 м, в каналах длиной от нескольких сотен до нескольких тысяч метров при наличии самых разнообразных пород в разрезе скважины, представленных относительно инертными в химическом отношении породами и легко растворимыми солями, прочными или рыхлыми, подверженными гидроразрывам и разрушениям других видов.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства. Нужны растворы, изготавливаемые из разных цементов и обрабатываемые химическими реагентами при использовании различных технологических схем приготовления.

Тампонажные цементы, из которых изготавливают тампонажные растворы, можно классифицировать по следующим признакам: вещественному составу, температуре применения, плотности тампонажного раствора, устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод, линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

1. По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяют на группы: 1 – без добавок, 2 – с добавками.

2. По температуре применения (°С) тампонажные цементы подразделяют на группы: 1 – для низких температур (ниже 15); 2 – для нормальных температур (от 15 до 50); 3 – для умеренных температур (от 50 до 100); 4 – для повышенных температур (от 100 до 150); 5 – для высоких температур (от 150 до 250); 6 – для сверхвысоких температур (выше 250); 7 – для циклически меняющихся температур.

3. По плотности тампонажного раствора (кг/м³) тампонажные цементы делят на группы: 1 – легкие (ниже 1400); 2 – облегченные (1400–1650); 3 – нормальные (1650–1950); 4 – утяжеленные (1950–2300); 5 – тяжелые (выше 2300).

4. По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяют на группы: 1 – устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам; 2 – устойчивые к сульфатным и хлоркальциево-натриевым водам; 3 – устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам; 4 – устойчивые к магниальным водам; 5 – устойчивые к полиминеральным водам.

5. Кроме того, применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения используют воду с солями (до насыщения), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

Тампонажный портландцемент. Тампонажный цемент представляет собой продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и т.д.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс, кероген-Т и пр.) добавок, после затворения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делят на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, белитокремнеземистый цемент, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция СаО с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать и длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO₂ приводит к некоторому уменьшению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

Увеличение количества оксида железа в цементе приводит к замедлению процессов схватывания тампонажных растворов и снижает раннюю прочность цементного камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды.

При обжиге оксидов до температуры спекания (около 1450 °С) они, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

К минералам-силикатам относят трехкальциевый $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ и двухкальциевый $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ силикаты.

К минералам-плавням относят следующие соединения: трехкальциевый алюминат $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$, пятикальциевый триалюминат $5\text{CaO}\cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3$, однокальциевый алюминат $\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$, четырехкальциевый алюмоферрит $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$, однокальциевый феррит $\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$, двухкальциевый феррит $2\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$, минерал Торопова $46\text{CaO}\cdot 16\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 7\text{Fe}_2\text{O}_3$.

Кроме минералов в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Содержание этой массы составляет 5–12 %. Стекло состоит в основном из незакристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащегося в клинкере оксида магния.

К важнейшим минералам относят алит и белит. Белит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$). Промежуточное вещество состоит в основном из целита (алюмоферрит кальция) и заполняет промежутки между кристаллами алита и белита.

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими минералами, к которым относят: трехкальциевый силикат $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2(\text{C}_3\text{S})$, двухкальциевый силикат $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2(\text{C}_2\text{S})$, трехкальциевый алюминат $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3(\text{C}_3\text{A})$, четырехкальциевый алюмоферрит $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{C}_4\text{AF})$.

При производстве тампонажных портландцементов применяют активные минеральные добавки к вяжущим веществам. Согласно ОСТ 21-9–81, активными минеральными добавками называют вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Специальные тампонажные цементы. Широкое разнообразие геолого-технических условий в отечественной практике бурения и крепления скважин вызывает необходимость разработки специальных тампонажных цементов, к которым относят *шлакопесчаные* цементы.

Роль вяжущего материала в шлакопесчаных цементах исполняет шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а роль замедлителя — кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Доменные шлаки, давно применяемые в строительной практике, по химическому составу приближаются к портландцементному клинкеру, отличаясь от него обычно меньшим содержанием оксида кальция.

В настоящее время в строительной промышленности существует несколько видов вяжущих материалов на базе доменных шлаков. Эти шлаки,

как основные, так и кислые, применяют в цементной промышленности главным образом в гранулированном виде.

Свойства шлаковых цементов существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100 °С и более процессы схватывания и твердения интенсифицируются, и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочные камни, очень стойкие в агрессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

Доменный шлак — это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном — комовой. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой. Медленно охлаждаемый шлак успевает до некоторой степени закристаллизоваться, и его гидравлические свойства снижаются.

Химико-минералогический состав шлака и способ его охлаждения определяют физико-химические свойства шлаковых цементов, сроки схватывания, подвижность, плотность, механическую прочность и т.д. Глинозем Al_2O_3 считается весьма ценной составной частью шлаков, кремнезем SiO_2 ухудшает гидравлические свойства шлаков, магнезия MgO благоприятно влияет на гидравлические свойства и заменяет известь. Избыточное количество MgO вызывает увеличение объема камня.

Механическая прочность образцов зависит от количества вводимого песка. Все шлакопесчаные смеси двухсуточного возраста имеют более высокую прочность, чем чисто шлаковые. Прочность шлакопесчаных смесей наиболее велика в случае введения 20–40 % песка.

В условиях действия температур до 200 °С и давлений 50–70 МПа для получения шлакопесчаных растворов со сроками схватывания, приемлемыми для практики цементирования глубоких скважин, содержание песка следует увеличить до 30–70 %.

Шлакопортландцементы. Для успешного использования шлаковых и шлакопесчаных цементов при температурах ниже 100 °С необходимо вводить интенсификаторы твердения, к которым относят портландцемент. В табл. 12.12 приведены данные об изменении сроков схватывания шлаковых растворов с разным содержанием тампонажного портландцемента.

Механическая прочность смесей приведенных составов изменяется в зависимости от количества вводимого портландцемента. Сроки схватывания шлакопортландцементного раствора несколько замедленнее сроков схватывания растворов из портландцемента. С увеличением дозировки портландцемента проницаемость шлакопортландцементных образцов уменьшается.

Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсификации процессов твердения шлаковых растворов. Шлакопортландце-

ментные растворы без предварительного анализа в лаборатории применять нельзя, если забойная температура превышает 90 °С. Сроки схватывания этих смесей регламентируются в основном сроками схватывания портландцемента и наступают, как правило, очень быстро.

Шлакопортландцементные образцы при твердении в условиях действия температуры 75 °С с возрастом увеличивают механическую прочность, если в смесь введено до 60 % портландцемента (табл. 12.13).

Номенклатура специальных тампонажных цемента. На базе успешного промышленного опыта применения различных цемента предложена классификация тампонажных материалов (рис. 12.19).

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШПЦС-200. Первый отличается от второго повышенной активностью за счет добавки портландцемента.

Утяжеленные цементы подразделяют в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению их делят на утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УШЦ1-120, УШЦ-2-120, УШЦ1-200, УШЦ2-200).

Шифр цемента: ШПЦС – шлакопесчаный цемент совместного помола, УЦГ – утяжеленный тампонажный цемент, УШЦ – утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 или 2) после буквенного обозначения ука-

Таблица 12.12

Изменение сроков схватывания шлакопортландцементных смесей при температуре 22 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Срок схватывания, ч – мин	
Шлак	Цемент	Вода	Начало	Конец
1000	0	29	60–00	64–00
90	10	29	6–50	8–00
80	20	29	6–50	7–40
70	30	30	6–40	7–40
50	50	30	6–00	7–10
30	70	46	5–25	6–50
10	90	40	5–00	6–35
0	100	40	5–00	6–35

Таблица 12.13

Физико-механические свойства шлакопортландцементных образцов, твердеющих при температуре 75 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Предел прочности при изгибе/сжатии, МПа, образцов, выдержанных в течение	
Шлак липецкий	Портландцемент	Вода	2 сут	10 сут
100	0	42	–	2,4/8,5
90	10	42	2,3/4,7	2,7/11,7
80	20	43	3,5/15,2	5,2/16
70	30	44	4,6/16,9	5,6/20,2
60	40	44	5,3/20,9	6/20,7
50	50	43	5,9/22,1	6,3/22,1
40	60	42	6/22,3	6,9/23
30	70	41	7,4/27,9	7,2/–
20	80	40	8,9/30,9	8,1/33,5
10	90	38	8,9/37,4	6,3/30,2
0	100	35	10/41,9	–

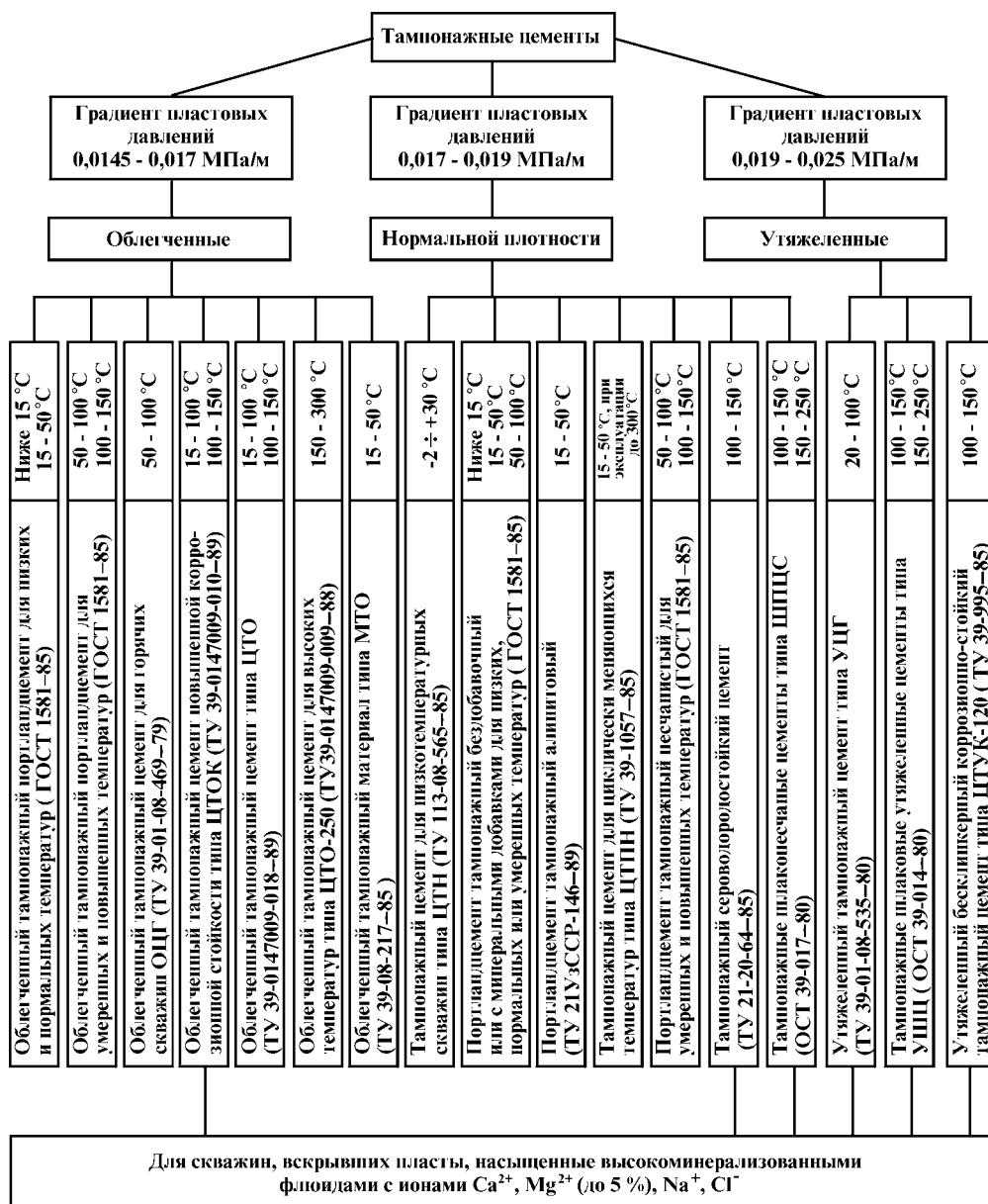


Рис. 12.19. Номенклатура и область применения тампонажных цементов

зывает на вид цемента в зависимости от плотности получаемого из них раствора. Цементы первого вида (УЦГ-1, УШЦ1-120, УШЦ1-200) имеют плотность раствора 2,06–2,15 г/см³, второго вида (УЦГ-2, УШЦ2-120, УШЦ2-200) – 2,16–2,3 г/см³. Последнее число в шифре цементов обозначает температуру испытания цемента по техническим условиям. Так, цементы ШПЦС-120, УШЦ1-120 и УШЦ2-120 испытывают при температу-

Таблица 12.14

Физико-механические свойства раствора и камня из специальных цементов

Марка цемента	Добавка замедлителей, % (от массы цемента)			Водоцементное отношение	Растекаемость, см	Плотность, г/см ³	Условия испытания		Срок схватывания, сут		Предел прочности через 2 сут, МПа	
	ССБ	Гипан	Хромпик				Температура, °С	Давление, МПа	Начало	Конец	при изгибе	при сжатии
ШПЦС-120	—	—	—	0,43	18—20	1,8—1,82	40	—	7—9	9—13	1,5—2,5	3—6
	0,05—0,1	—	0,05—0,1		18—22	1,8—1,82	80	30	3—5	5—9	2,5—4	6—10
	0,15—0,3	—	0,15—0,3		20—23	1,78—1,81	120	40	3—6	5—9	3—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,6		22—24	1,78—1,81	160	60	4—6	5—8	5—7	15—25
ШПЦС-200	—	0,15	0,15	0,4	20—22	1,8—1,82	160	60	4—6	5—8	4—6	13—20
	0,1	—	0,1		18—21	1,81—1,82	100	30	3—5	5—8	2—3	4—6
	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	1,78—1,81	160	60	3—6	5—8	5—6	12—16
	—	0,2—0,3	0,1—0,3		20—22	1,8—1,82	160	60	4—7	6—10	4—5	10—15
	—	0,5—0,6	0,3—0,5		20—22	1,8—1,82	220	70	4—7	6—10	5—8	15—25
	—	0,5—1	0,5—1		20—22	1,8—1,82	235	180	4—7	6—10	5—9	15—30
УЦГ-1	—	0,6—1	0,5—1	0,35	20—22	1,8—1,82	250	100	3—5	6—9	6—10	25—35
	—	—	—		20—21	2,1—2,12	20	—	6—10	9—13	1,5—2	3—5
	0,1—0,3	—	—		21—23	—	75	20	4—7	6—10	2,4—4,5	6—11
УЦГ-2	0,3—0,5	—	0,3—0,5	0,33	22—24	—	100	40	3—5	5—8	4—5	10—12
	—	—	—		19—21	2,2—2,23	20	—	6—10	9—13	1,5—2	3—5
УШЦ1-120	0,1—0,3	—	—	0,34	21—23	—	75	20	4—7	6—10	2,5—4,5	6—11
	0,3—0,4	—	0,3—0,4		22—24	—	100	40	3—5	5—8	4—5	10—12
	—	—	—		19—20	2,1—2,13	40	—	6—8	9—12	1,5—2,5	3—5
УШЦ2-120	0,05—0,1	—	—	0,32	20—21	—	80	20	3—5	5—8	3—4	6—10
	0,15—0,3	—	0,15—0,3		21—23	—	120	40	3—6	5—9	3,0—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24	—	160	70	4—6	5—8	5,0—7	15—25
	—	0,15	0,15		20—23	2,2—2,22	160	70	4—6	5—8	4,0—6	12—20
УШЦ1-200	—	—	—	0,34	19—20	—	40	—	6—8	9—12	1,5—2,5	3—5
	0,5—0,1	—	—		20—21	—	80	20	3—5	5—8	2—4	6—10
	0,1—0,3	—	0,1—0,3		21—23	—	120	40	3—6	5—9	3—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24	—	160	70	4—6	5—8	5—7	15—25
	—	0,1—0,15	0,1		20—22	—	160	70	4—6	5—8	4—6	12—20
	0,1	—	0,1		20—21	2,1—2,12	100	20	3—5	5—8	2—3	4—6
УШЦ2-200	0,1—0,5	—	0,3—0,5	0,32	22—24	—	160	60	3—6	5—8	5—6	12—16
	—	0,1—0,25	0,1—0,15		20—22	—	160	60	4—7	6—10	4—5	10—14
	—	0,5—0,6	0,6—0,6		20—22	—	220	80	4—7	6—10	5—6	13—20
	—	0,6—1	0,5—1		20—22	—	250	100	3—5	6—9	6—8	18—25
	0,1	—	0,1		20—21	2,2—2,22	100	20	3—5	5—8	2—3	4—6
	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	160	60	3—5	5—8	5—6	12—16
УШЦ-200	—	0,2—0,3	0,1—0,3	0,32	20—22	—	160	60	4—7	6—10	4—5	10—14
	—	0,6—1	0,6—1		20—22	—	220	80	4—7	6—10	5—6	13—25
	—	0,6—1	0,6—1		20—22	—	250	100	3—5	6—9	6—8	13—25
	—	0,6—1	0,6—1		20—22	—	250	100	3—5	6—9	6—8	13—25

ре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УЩЦ1-200 — при 200 °С и давлении 60 МПа, цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Специальные тампонажные цементы изготавливают совместным измельчением вяжущей основы, утяжеляющей, активизирующей и других добавок или отдельным измельчением с последующим смешением указанных компонентов.

Специальные цементы отличаются от применяемых в настоящее время тампонажных смесей однородностью гранулометрического состава, повышенными физико-механическими свойствами, высокой термостойкостью; при их использовании исключается необходимость приготовления сухой смеси в промышленных условиях.

Физико-механические свойства раствора и камня из этих цемента приведены в табл. 12.14. Для регулирования сроков схватывания, кроме указанных, можно применять следующие замедлители: ОЭДФ, НТФ, КМЦ, СКВ, ВКК, нитролигнин, гуматы, дубители, оксил, КССБ, Л-6, Л-7 и др. Цементы затворяют пресной или слабоминерализованной водой при цементировании в обычных отложениях или насыщенным раствором хлорида натрия в соленосных отложениях. При затворении цемента на насыщенном растворе поваренной соли плотность раствора увеличивается примерно на 0,1 г/см³.

Газопроницаемость камня из специальных цемента при температуре твердения от 20 до 100 °С не превышает $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перед каждым цементированием проводят лабораторные испытания проб цемента для уточнения рецептуры тампонажного раствора.

Разработаны облегченные шлаковые магнезиальные цементы. В качестве вяжущего вещества использован доменный основной шлак Константиновского завода, облегчающая добавка — палыгорскит. Цемент ОЩЦ-200 — это смесь шлака с палыгорскитом в соотношении 4:1, ОЩЦ-120 — та же смесь с добавкой 1,5 % портландцемента к массе смеси. Пределы прочности камня, хранившегося в растворе хлорида магния, из цемента ОЩЦ-200 и ОЩЦ-120 приведены ниже:

Время твердения образца, сут	2	3	90	180	270	360
Предел прочности при сжатии, МПа, образцов цемента:						
ОЩЦ-120	0,7	7,4	8,6	9,5	9,8	13,1
ОЩЦ-200	0	2,6	4,7	4,9	5,7	6,4

Облегченные шлаковые цементы на основе гранулированного доменного шлака и палыгорскита устойчивы к магнезиальной коррозии, термостойки. Их можно рекомендовать для изоляции соленасыщенных водоносных горизонтов, а также отложений бишофита и карналлита в нефтяных и газовых скважинах при высоких температурах и давлениях. Для повышения начальной прочности цементного камня и регулирования сроков схватывания раствора рекомендуется увеличить количество портландцемента до 5—10 % и ввести жидкость затворения КМЦ-500 в количестве 0,3—0,5 % от массы сухой смеси. В качестве среды затворения может быть рекомендован насыщенный раствор хлорида магния.

ХАРАКТЕРИСТИКА ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ (ПО ГОСТ 1581–95, ОСТ И ТУ)

Для испытания физико-механических свойств тампонажного портландцемента применяют цементное тесто, приготавливаемое с водоцементным отношением 0,5.

Предел прочности при изгибе образцов-балочек, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение 2 сут должен соответствовать значениям: не менее 2,7 МПа – для низких и нормальных температур и не менее 3,5 МПа – для умеренных температур (но через 24 ч твердения).

Растекаемость цемента по конусу АзНИИ должна быть не менее 18 см.

Сроки схватывания растворов после затворения тампонажных цементов должны быть следующими: начало схватывания – не ранее 2 ч для низких и нормальных температур и 1 ч 45 мин для умеренных температур; конец схватывания – не позднее 10 и 5 ч соответственно.

13

ГЛАВА

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ (ГАЗА) И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Вскрытие продуктивных пластов проводят дважды: первичное – в процессе бурения, вторичное – перфорацией после крепления скважины эксплуатационной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах – одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

13.1. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу благодаря энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из нее, пробивают препятствие. В перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ длина ствола, в котором пули разгоняются под давлением пороховых газов, очень ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из отверстия ствола недостаточна для получения в породе каналов большой длины. Новыми среди пулевых перфораторов являются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых пули разгоняются по стволам значительной длины, размещенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 мм против 60–70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов,

а скорость пули на выходе из дула достигает 900–1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, то кинетическая энергия, которую получает пуля на выходе из ствола, больше в 10 раз. Благодаря этому указанные перфораторы имеют пробивную способность, которую можно сравнить с пробивной способностью кумулятивных перфораторов такого же поперечного размера при отстрелах в породах средней прочности.

Для вторичного вскрытия применяют пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (диаметры 90, 73, 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. В перфораторах типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравнивания сил реакции парные стволы идут от общих пороховых камер навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двуствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по противоположным направлениям. В одноканальном многосерийном перфораторе ПВК70 ствол проходит вдоль оси перфоратора, и в нем используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Длина канала, пробиваемого пулей в породе средней прочности, составляет 140 мм для ПВН90 и ПВН90Т, 180 мм для ПВТ73 и 200 мм для ПВК70. Пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, длина каналов в породах низкой и средней прочности, создаваемых пулевыми перфораторами, больше длины каналов, создаваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности (50 МПа) — наоборот, меньше. Поэтому целесообразнее применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, составленных слабосцементированными, непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию при вхождении в породу пули эффективность вскрытия во многом зависит от числа и длины трещин.

С этой точки зрения большее предпочтение пулевым перфораторам следует отдавать при вскрытии сыпучих пород. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше кумулятивного корпусного, применение его нежелательно (при качественном цементировании обсадной колонны), при наличии близких водоносных горизонтов. Следует также учесть, что продуктивность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными, так как за один спуск они могут вскрыть лишь до 2–3 м пласта с плотностью до пяти отверстий на 1 м.

13.2. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных к поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации

части заряда, называемые *активной частью* и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется *кумулятивной струей*. Если углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки.

Имея очень высокую скорость в главной части (6–8 км/с), при ударе о твердую перегородку струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются. Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перегородку составляет 20–30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400–600 раз меньше.

По гидродинамической теории кумуляции (М.А. Лаврентьев и Г.И. Покровский), длина пробитого канала l_k в перегородке не зависит от механической прочности материала перегородки, а определяется только соотношением плотностей материалов струи ρ_c и перегородки ρ_n :

$$l_k = l_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_n} \right)^{1/2}, \quad (13.1)$$

где l_c – длина кумулятивной струи, для большинства зарядов равная длине образовавшегося кумулятивного углубления.

Таким образом, длина канала в перегородке при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности перегородки, благодаря чему кумулятивные перфораторы можно применять для вскрытия пластов с наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте носит следующий характер. При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит лишь 10 % ее массы. Остальная ее часть формируется в стержне сигароподобной формы – *песте*, который движется со скоростью около 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем главная часть струи, пест может застрять в уже образовавшемся канале и частично или даже полностью закупорить его. Около 15 % всех перфорационных каналов полностью закупорены застрявшим в обсадной колонне пестом.

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимое условие – отсутствие в кумулятивной полости заряда любой жидкости, иначе от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие.

В связи с этим кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем размещения их в индивидуальные герметические оболочки (бескорпусные перфораторы) или в общие герметические корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы обеспечивают наименьшее нежелательное воздействие на обсадную колонну и затрубное цементное кольцо, так как основную часть энергии взрыва заряда воспринимает корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфораторы делят на корпусные многозарядного (ПК) и корпусные однозарядного (ПКО) использования.

В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и многократные взрывные нагрузки, поэтому толщина

его должна быть больше, чем в перфораторах типа ПКО. Это приводит к тому, что при одних и тех же габаритах перфораторов в ПК масса заряда меньше, чем в ПКО. Из перфораторов типа ПК наиболее распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО — перфораторы ПКО89, ПК073.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорять проведение прострелочно-взрывных работ, так как за один спуск перфоратора может быть вскрыто 30 м пласта. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно выполнять вторичное вскрытие пластов, спуская их внутрь насосно-компрессорных труб. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно больше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединяющих деталей, наличие которых позже может привести к осложнениям при эксплуатации скважины.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах наиболее распространены перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80,

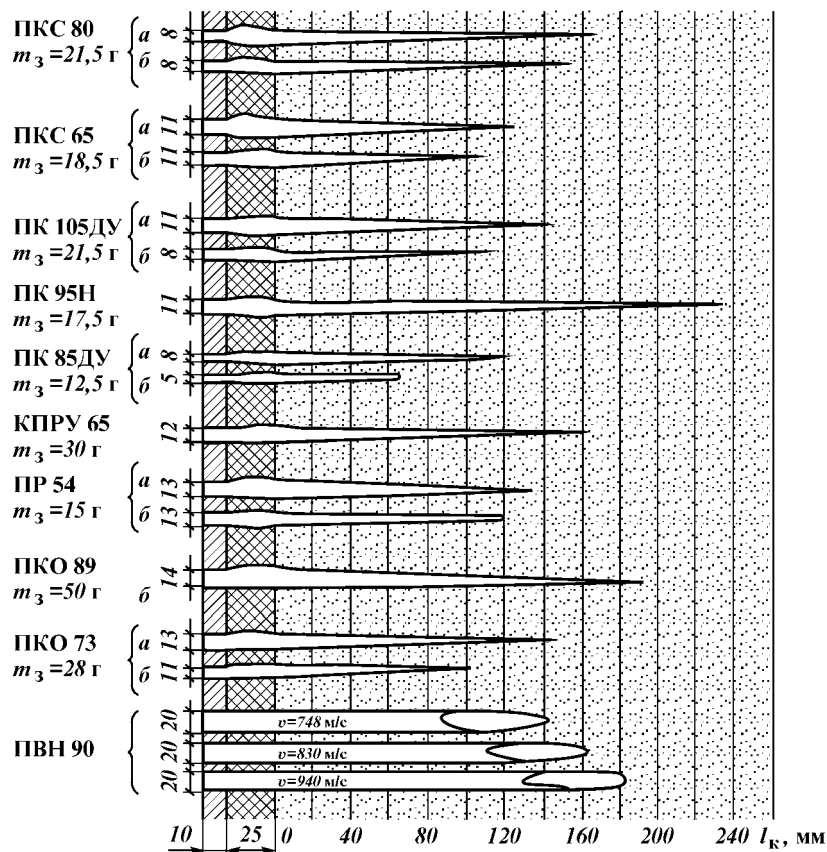


Рис. 13.1. Размеры перфорационных каналов при давлении атмосферном (а) и 30 МПа (б)

Таблица 13.1

Классификация кумулятивных перфораторов

Класс	Тип	Марка	Особенности
Корпусные	Многоразового использования	ПК ПК-10×4 ПКДУ ПKN	С зарядами в бумажных оболочках Четырехстороннего действия С повышенной термобаростойкостью С зарядами повышенной пробивной способности и проходимости в цинковых оболочках
	Одноразового использования	ПКО ПКОТ ПКОС ПKN ПНКТ	Секционные с корпусной трубой С опорными трубами и повышенной термобаростойкостью С опорными втулками Спускаются на НКТ То же с повышенной термобаростойкостью
Бескорпусные	Частично саморазрушающиеся Ленточные	ПКС ПКС-Т	С зарядами в стеклянных оболочках С зарядами в стеклянных упрочненных или стальных оболочках (с повышенной термобаростойкостью)
	Штанговые	ПРВ ПРГ КПРУ	Для водяных скважин большого диаметра То же для газовых скважин
	Полностью разрушающиеся нераскрываемые Полностью разрушающиеся раскрываемые	ПР ПКР	С зарядами в алюминиевых оболочках, усовершенствованные То же с смонтированной системой детонации, спускаются через НКТ или бурильные трубы с минимальным внутренним диаметром 50–62 мм

Таблица 13.2

Области применения стреляющих перфораторов

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
Корпусные кумулятивные	Многоразового использования	ПК, ПКДУ, ПKN, ПК-10×4	Вскрытие пластов: 1) сравнительно небольшой толщины на средних глубинах; 2) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 3) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 4) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяют
	Одноразового использования	ПКО ПКОТ, ПКОС ПКОС-38, ПКОС-48	Вскрытие пластов: 1) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 3) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются Вскрытие пластов большой толщины на средних глубинах Вскрытие пластов на больших глубинах при значительных давлениях Прострел бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб при необходимости восстановления циркуляции жидкости в скважине

Продолжение табл. 13.2

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
Корпусные кумулятивные	Многоразового использования с зарядами четырехстороннего действия	ПНК, ПНКТ ПК103-10×4 ПК85×10×4	Вскрытие пластов при созданной депрессии на пласт и герметизированном устье скважины (без применения кабеля и лубрикаторов) Прострел густой сетки отверстий в обсадной колонне при проведении изоляционных работ в скважине
Бескорпусные кумулятивные	Частично разрушающиеся: ленточные штанговые	ПКС, ПКС-Т ПРВ, ПРГ	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
	С поднимающимся каркасом	ПКС, ПКС-Т	Вскрытие пластов: 1) мощных; 2) когда нежелательно оставлять в скважине стекла оболочек, зарядов и другие детали перфораторов
	Полностью разрушающиеся	ПКС, ПКС-Т	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
Пулевые	С вертикально-криволинейными стволами	ПВН, ПВК, ПВТ	Вскрытие пластов: 1) представленных малопроницаемыми породами ниже средней прочности; 2) с сильно загрязненной призабойной зоной
	С горизонтальным размещением стволов	АПХ, ППМ, ПБ	Вскрытие пластов: 1) представленных слабощементированными песчаниками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (в отсутствие заполненных цементом каверн); 2) вскрытие после прострела стенок скважины кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твердости, особенно перед ГРП, солянокислотной обработкой (так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями)
Торпедные	С горизонтальным размещением стволов залпового действия	ТПК, ТПМ	Вскрытие пластов, составленных малопроницаемыми породами средней прочности, в которых целесообразно создать каверны и трещины в целях повышения проницаемости прискважинной зоны пласта

Таблица 13.3

Техническая характеристика стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Показатель	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73	
	Корпусные				Бескорпусные					
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО98	ПКОТ73, ПКОТ879	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65		
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е'')	120	50; 80	80	80	100	
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	70 180; 200	(сталь Е'')	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	—	—	—	20 (ЗПКО73) 10 (ЗПКО73Е) 20 (ЗПКО89) 10 (ЗПКО89Е)	40 50	10 10	—	—	—	
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98	
Число труб в интервале перфорации	$\frac{1}{1-2}$	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3	$\frac{1}{1-2}$	1-2	1-3	
Репрессия («+»)	+		+	+	+	+	—	—	+	
Депрессия («-»)			—				+	+		
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) $\frac{20 (100 °С)^*}{45 (100 °С)^*}$ 15 (100 °С) $\frac{10}{6 (ЗПКО89)}$ 10 (ЗПКО89Е)*	40 (100 °С) $\frac{20 (100 °С)^*}{30 (100 °С)^*}$ 15 (100 °С) 10	100*	100	300	12 10	
Максимальная плотность перфорации за спуск, число отверстий на 1 м	12	12	6			6	10	8	2	

Продолжение табл. 13.3

Показатель	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО98	ПКОТ73, ПКОТ879	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9	25 20

* Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ устанавливаются в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

** Комбинированная мишень состоит из стальной (Ст3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственно-го песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, которые образуются при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по одинаковым целям с породой прочностью при одноосном сжатии 45 МПа, показаны на рис. 13.1 (m_z – масса заряда, l_k – длина канала).

В табл. 13.1–13.3 приведены классификация типов кумулятивных перфораторов, области применения стреляющих перфораторов и техническая характеристика комплекса стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов.

13.3. ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Эта перфорация – наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы в призабойной зоне. Одновременно процесс вторичного вскрытия пластов совмещается с процессом вызова притока нефти или газа. Эту перфорацию в настоящее время осуществляют по двум вариантам.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье монтируют фонтанную арматуру. На месте буферного патрубка устанавливают лубрикатор – устройство, позволяющее спускать и поднимать в работающей скважине любые приборы при наличии давления на устье.

Путем снижения уровня раствора в скважине, замены на более легкий раствор, полного удаления раствора из скважины и заполнения ее воздухом, природным газом или азотом создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число кумулятивных зарядов, спускаемых одновременно, не должно превышать 300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его напротив интервала, который надо перфорировать (рис. 13.2). После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же себя проявлять, происходит интенсивный процесс очищения перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно в газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом наблюдается интенсивный рост давления на устье. Конструкция лубрикатора позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости его можно опять спустить в скважину для дострела необходимого интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолеть большое расстояние до удара с перегородкой – обсадной колонной, причем известно, что длина канала зависит и от толщины слоя жидкости. Поэтому наибольший эффект получают от применения таких перфораторов в газовой среде.

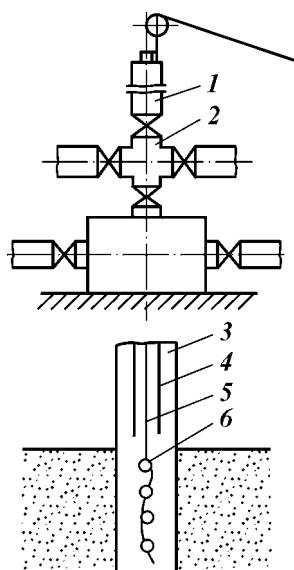


Рис. 13.2. Схема спуска в скважину малогабаритного перфоратора:
1 – лубрикатор; 2 – крестовина; 3 – обсадная колонна; 4 – НКТ; 5 – кабель; 6 – перфоратор

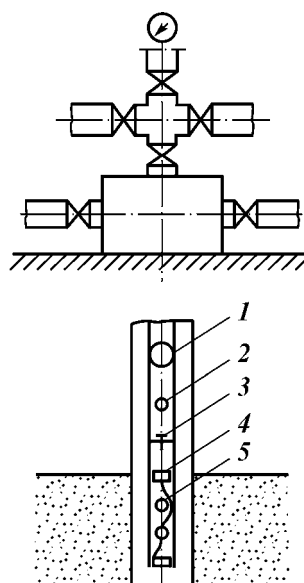


Рис. 13.3. Схема выполнения работ перфоратором, спускаемым по трубам (типа ПНК):
1 – резиновый шар; 2 – циркуляционный клапан; 3 – механизм ударного действия; 4 – приспособление инициирования зарядов; 5 – перфоратор

Так, на месторождениях Северного Кавказа вследствие вскрытия при депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 обеспечивается увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение времени освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению с вскрытием пластов при репрессии даже намного более мощными перфораторами типа ПК и ПКО.

По второму варианту перфорации используют перфораторы, спускаемые в скважину на НКТ. Это корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, срабатывающие от механизма ударного действия при нажатии на него резинового шара, вбрасываемого в колонну труб с поверхности и дальше движущегося вниз под воздействием потока жидкости. Такие перфораторы имеют шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. Эти перфораторы снабжены приспособлениями для передачи детонации от секции к секции, что позволяет соединять их друг с другом для одновременного вскрытия пласта толщиной 50 м и более. После срабатывания перфоратора и создания гидродинамической связи пласта и скважины отстрелянный корпус перфоратора остается в скважине, если она работает фонтанным способом (рис. 13.3).

Таким образом, перфорация осуществляется в следующем порядке. В скважину, заполненную промывочной жидкостью, спускают колонну НКТ, в нижней части которой напротив продуктивной части пласта размещен перфоратор ПНКТ.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины или замены ее на

более легкую создают заранее выбранную депрессию на пласт, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь НКТ бросают резиновый шар, который потоком жидкости, подаваемой в трубы, движется в НКТ до механизма ударного действия, от которого срабатывает приспособление инициации зарядов. После перфорации нефть или газ из пласта поступает в колонну НКТ через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, или через специальные циркуляционные окна, размещенные выше перфоратора.

Эти перфораторы являются единственными, для спуска которых в скважину не используется кабель. Их целесообразно применять в скважинах с большим углом наклона ствола, где спуск перфоратора на кабеле затруднен. В частности, в горизонтальных скважинах это один из наиболее реальных и эффективных методов перфорации. Эти перфораторы очень эффективны и в том случае, когда надо выполнять вторичное вскрытие в условиях многоколонных конструкций, где требуется повышенная пробивная способность зарядов.

13.4. ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ РЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

При репрессии следует вскрывать объект, пластовое давление в котором равно гидростатическому или выше него независимо от местонахождения интервала перфорации, в том числе и в приконтурных (ВНК, ГНК), а также при наличии в нефти агрессивных компонентов.

При вскрытии пластов под репрессией необходимо обеспечить безопасность проведения работ и принять меры для предупреждения проникновения жидкостей из скважины в пласт. Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющего скважину, должно превышать пластовое на следующую величину:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Устье скважины оборудуют противовыбросовым оборудованием.

Перфорацию следует проводить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию разрешается выполнять только один раз.

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечивать максимально возможную гидравлическую связь скважины с продуктивным пластом, а также сохранение обсадной колонны и цементного кольца за пределами зоны перфорации.

Плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, его однородностью и прочностью, расстоянием от ВНК и ГНК, а также способом перфорации (табл. 13.4).

Таблица 13.4

Рекомендуемая плотность перфорации зарядами ЗПК105, ЗПК80

Породы	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Число отверстий на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	0,1	6	12
	0,1	10 – 12	12 – 18
	0,001	18 – 20	18 – 20
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	0,001	18 – 20	20 – 24
		18 – 20	18 – 20
Карбонатные породы, аргиллиты и другие, в которых отсутствует трещиноватость	0,01	18 – 20	18 – 20
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, другие породы с развитой трещиноватостью	0,01	20 – 24	20 – 24
Тонкослоистые	–	20	20 – 24

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующих ПК089, плотность перфорации может быть уменьшена на 50 %, по сравнению со значениями, указанными в табл. 13.4.

13.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

Кольматация перфорационных каналов значительно влияет на гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Однако сегодня на месторождениях в странах СНГ более 90 % объема работ по вторичному вскрытию пластов проводят кумулятивной перфорацией в условиях превышения давления на забое скважины над пластовым. При этом по ныне действующим техническим правилам ведения буровых работ перед перфорацией требуется заполнять эксплуатационную колонну таким буровым раствором, который применялся при первичном вскрытии пластов, что приводит к необратимому загрязнению призабойной зоны пластов. За рубежом давно уже отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные растворы (СР) без твердой фазы или жидкости, в состав которых входят кислоторастворимые наполнители.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в наше время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные исследований однозначно свидетельствуют, что в этих условиях имеет место кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 раза и более. Однако такую технологию сегодня применяют на большинстве месторождений, чем наносится ущерб народному хозяйству.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных растворов без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое приме-

нение нашли водные растворы солей, полимерные соляные растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

При использовании СР при вторичном вскрытии пластов получают более позитивный результат по сравнению с перфорацией в среде глинистого раствора. Однако при этом не исключается коагуляция пласта взвешенными частицами, которые попадают в СР во время его приготовления, транспортирования и закачки в скважину.

Основные источники загрязнения СР при закачке их в скважину — остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы.

Данные зарубежных исследований свидетельствуют (рис. 13.4), что при концентрации твердых частиц в СР, составляющей 485 мг/л, резко ухудшаются коллекторские свойства пород.

В связи с этим дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов требует решения проблемы глубокой очистки СР от взвешенных частиц. Это является третьим этапом технологии вторичного вскрытия пластов. Суть такой технологии — введение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц. Это предусматривает замену бурового раствора в скважине на СР в несколько этапов:

замена бурового раствора водой в эксплуатационной колонне;

отмывка ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и ПАВ по закрытому циклу: емкость — насос — фильтр; для удаления вымытых твердых частиц; скважина — емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для изъятия из воды вымытых твердых частиц и очищения СР используют фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л, хотя

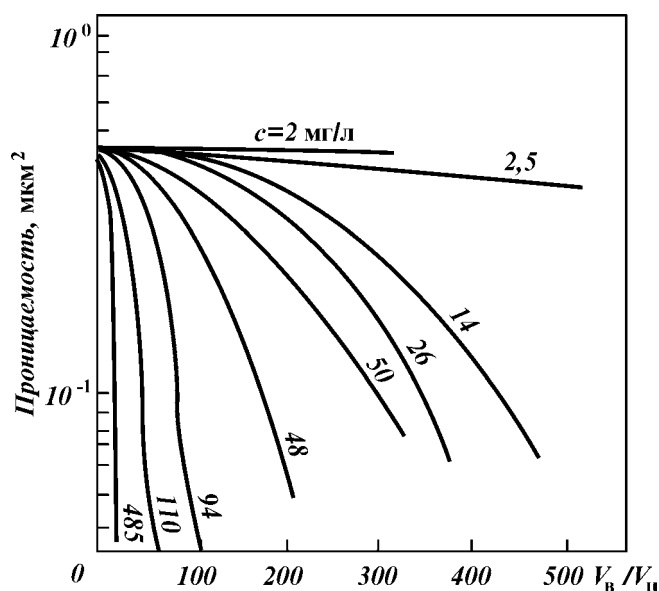


Рис. 13.4. Влияние концентрации c твердых частиц в специальных жидкостях на проницаемость пород

практика подтверждает, что фильтрование снижает эту концентрацию только до 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины СР может составлять 10 сут в зависимости от объема фильтрующих жидкостей и пропускной способности фильтров. За рубежом такая технология считается экономически целесообразной.

В нашей практике такие работы пока не проводятся.

Не менее важен выбор типа СР для конкретных горнотехнических условий.

При выборе типа СР для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, регламентирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. При этом следует учитывать и свойства фильтрата, который проник в пласт во время первичного вскрытия. Последнее условие в наше время практически не учитывается. Так, иногда промыслово-геологические службы рекомендуют применять растворы на углеводородной основе, в то время как при первичном вскрытии используют буровые растворы на водной основе. Для оценки взаимодействия СР с коллекторами на основании моделирования поэтапного воздействия на коллектор фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии, тампонажного раствора при цементировании и перфорационной жидкости при вторичном вскрытии. Ученым О. Бачериковым разработана методика, оценивающая также и вытеснение этих фильтратов в обратном порядке при вызове притока. За критерий оценки взят коэффициент восстановления проницаемости, которой определяется как отношение проницаемости ядра после обработки технологическими жидкостями k_1 к его первичной проницаемости k_0 :

$$\beta = k_1/k_0.$$

Опыты проводили с использованием природных кернов длиной 5 см, проницаемостью 0,1–0,3 мкм², которые после экстрагирования последовательно насыщались моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %). Результаты этих опытов показали, что эффективность применения СР в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 13.5). Если при разбуривании пласта использовали раствор на водной основе, то применение в качестве перфорационной среды раствора CaCl₂ обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как применение инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Причина низкой эффективности применения РУО в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на нефтяной основе в коллекторе появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтратами этих систем. При этом возникает благоприятная среда для образования в призабойной зоне пласта (ПЗП) вязких водонефтяных эмульсий и для блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном соединении СР и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация.

В большинстве нефтепромысловых районов России и стран СНГ при разбуривании пластов используют растворы на водной основе. Исследования показали, что водные растворы солей NaCl, KCl, CaCl₂ характеризуются коэффициентом восстановления проницаемости $\beta = 0,54 \div 0,61$. Поли-

Таблица 13.5

Влияние условий вскрытия на коэффициент β

Состав фильтрата, попадающего в керн при вскрытии		Температура проведения опытов, °С	β
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3%-ный водный раствор КМЦ	20%-ный водный раствор CaCl ₂ ; фильтрат ИЭП	20	0,62
		80	0,58
		20	0,39
		80	0,34
0,4%-ный раствор эмульгала в дизельном топливе	20%-ный раствор CaCl ₂ ; фильтрат ИЭП	20	0,48
		80	0,44
		20	0,78
		80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
—	20%-ный раствор CaCl ₂ ; фильтрат ИЭП	20	0,72
		20	0,9

мерные растворы с содержанием 0,3–0,5 % полиакриламида (ПАА) и 20 % CaCl₂ характеризуются коэффициентом $\beta = 0,39 \div 0,46$. Причинами тому являются проникновение макромолекул полимера в коллектор и адсорбция их на поверхности фильтрационных каналов. Наиболее низкие значения $\beta = 0,31 \div 0,35$ получены при использовании ИЭР (32,5 % дизельного топлива + 1,5 % эмульгала + 6 % СМАД + 60 % воды).

Применяемые в процессе испытаний СР существенно различаются и по легкости вытеснения фильтратов из коллектора. Максимальные значения $\Delta p_{\tau} / \Delta p_0$ при использовании солевых и полимерных растворов значительно меньше, чем в случаях применения ИЭР, т.е. удаление фильтрата из ПЗП происходит при более высокой депрессии.

13.6. БУФЕРНЫЕ РАЗДЕЛИТЕЛИ

При порционном заполнении зоны перфорации СР важен выбор буферного разделителя между буровым раствором и СР. Этот буферный раствор должен предупреждать смешение перфорационной среды с буровым раствором как во время заполнения скважины, так и в течение следующих нескольких суток при многоуровневых спусках перфораторов или других геофизических приборов. При этом буферный разделитель должен иметь прочную структуру и создавать возможность свободного прохода сквозь него перфоратора. Для предупреждения процесса смешения рекомендуется применять инвертную эмульсию, в которой буферная жидкость противоположна по природе смачивания обеим разделяемым жидкостям. Одним из типов такой буферной жидкости, разделяющей водный буровой раствор и СР на базе солевых растворов, является инвертная эмульсия следующего состава: дизельное топливо — 48,5 %, эмульгала — 1,5 %, вода — 50 %. Повышение плотности такой эмульсии достигается за счет ввода в нее мела или барита (табл. 13.6).

Рассмотрим очищение перфорационной среды от взвешенных частиц.

Одним из надежных методов очистки СР является метод его отстоя под воздействием сил гравитации. Для этого СР обрабатывают на поверх-

Таблица 13.6

Рецептуры буферных жидкостей

Номер рецептуры	Буферная жидкость			Контролируемые показатели свойств			Максимальная температура на применение, °С
	Компонент	Объемная доля, %	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напряжение электропробы, В	
1	Дизельное топливо	28–28	920–940	100–150	15–35/ 20–55	140–180	90
2	Эмультал	2	960–1200	120–180	15–40/ 25–70	150–200	90
	Пресная вода	60–70					
3	Дизельное топливо	28–28	960–1160	130–135	18–20/ 30–35	180–250	90
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60–70					
4	Сырая нефть	38	960–1200	110–70	15–35/ 20–60	250–350	150
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60					
4	Дизельное топливо	27–37	960–1200	110–70	15–35/ 20–60	250–350	150
	Эмультал	3					
	«Нефтехим»	60–70					
	Водный раствор CaCl ₂ *						

* Плотность 1020–1380 кг/м³.

ности флокулянт, доставляют его в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем, а позже отстаивают СР на забое до выпадения взвешенных частиц в зумпф. Исследования показали, что высокая интенсивность осаждения взвешенных частиц достигается при обработке СР анионным полимером ПАА. При обработке концентрированных солевых растворов ПАА наблюдаются следующие основные закономерности флокуляции: образование агрегатов частиц и осаждение их с максимальной скоростью при определенных дозах полимера. Снижение скорости осаждения происходит как при недостаточном количестве флокулянта для образования значительных хлопьев, так и вследствие эффекта стабилизации при его повышенных дозах. Содержание ПАА, обеспечивающее минимальное время очистки, зависит от концентрации твердой фазы с в солевом растворе. Установлено, что оптимальные условия достигаются при вводе в СР 0,005–0,007 % ПАА с широким диапазоном загрязнения твердыми частицами – от 500 до 5000 мг/л (см. рис. 13.4). Лабораторные исследования и промышленный опыт подтвердили, что процесс осветления СР высотой 300 м по времени не превышает подготовительных работ до перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

13.7. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ СПЕЦИАЛЬНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

В верхней части скважины используют буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии продуктивных пластов. Этот раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и его накопления на границе с буферной жидкостью, что может создать трудности для прохождения перфоратора. Ниже бурового раствора размещается порция буферной жидкости-разделителя. Для предупреждения перемещения жидкостей под воздействием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, увеличивалась в направлении сверху вниз не менее чем на $20-40 \text{ кг/м}^3$ (см. табл. 13.6).

Ниже буферного разделителя размещается СР — перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен вмещать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и $0,005-0,007 \%$ ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, размещенного на $50-100 \text{ м}$ выше верхних перфорационных отверстий. Солевой раствор и буферную жидкость готовят в глиномешалке или в мерных емкостях цементировочного агрегата ЦА. В последнем случае для затаривания соли используют дополнительную емкость объемом $0,5-1 \text{ м}^3$. Готовить СР и инвертную эмульсию наиболее рационально централизованно с доставкой на буровую автоцистернами. Обработку раствора флокулянтом (ПАА), а также добавку при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляют непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по закрытому циклу на протяжении $15-30 \text{ мин}$.

При использовании специальных жидкостей для вторичного вскрытия пластов дебит скважины возрастает на $25-30 \%$ при сокращении времени освоения на $25-40 \%$.

13.8. ВЫЗОВ ПРИТОКА ПУТЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Для вызова притока из пласта путем замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий. В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности. После того как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление. Когда давление на забое становится меньше пластового, т.е. создается депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта. Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

Максимальное значение давления на устье p_y скважины соответствует времени, когда жидкость с меньшей плотностью достигает забоя:

$$p_y = (\rho_{т.ж} - \rho_{л.ж})gH + \Delta p_{з.п} + \Delta p_k, \quad (13.2)$$

где $\rho_{т.ж}$, $\rho_{л.ж}$ — плотность соответственно тяжелой и легкой жидкости; H — длина колонны труб; $\Delta p_{з.п}$, Δp_k — потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Значение давления p_y не должно превышать значения давления опресовки эксплуатационной колонны. Это учитывают при определении производительности насосных агрегатов, поскольку потери давления $\Delta p_{з.п}$ и Δp_k непосредственно зависят от расхода жидкости в системе циркуляции скважины.

Значение пластового давления сравнивается со значением давления на забое при определенном соотношении длины столбов тяжелой и легкой жидкостей в колонне:

$$p_{пл} = [\rho_{л.ж}h_{л.ж} + (h_{пл} - h_{л.ж})\rho_{т.ж}]g + \Delta p_{з.п} + \Delta p_k, \quad (13.3)$$

где $h_{л.ж}$ — высота столба легкой жидкости в скважине; $h_{пл}$ — глубина эксплуатационного горизонта, на которой давление равно пластовому.

Объем жидкости, которой необходимо заполнить скважину, чтобы значение давлений на забое выравнялось, определяют по формуле

$$V_{л.ж} = SH + S_{НКТ} \left[\frac{(p_{пл} - \Delta p_{з.п} - \Delta p_k) / g - h_{пл}\rho_{т.ж}}{\rho_{т.ж} - \rho_{л.ж}} \right], \quad (13.4)$$

где S — площадь сечения межтрубного пространства; $S_{НКТ}$ — площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объем легкой жидкости, которой заполняют трубное пространство, будет больше объема, определенного по формуле (13.4), то возникает депрессия на пласт, что может спровоцировать приток пластового флюида. Нагнетание легкой жидкости в скважину прекращают, если скорость выхода жидкости из НКТ на устье возрастает, а давление в межколонном пространстве на устье уменьшается, т.е. начинается приток жидкости из продуктивного пласта.

13.9. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ПОМОЩЬЮ ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКИ

Вызов притока достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине в результате использования энергии сжатого воздуха.

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством с помощью устьевого оборудования (рис. 13.5).

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой $H_{в.п.}$. Потом компрессор отключают и с помощью цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланирован-

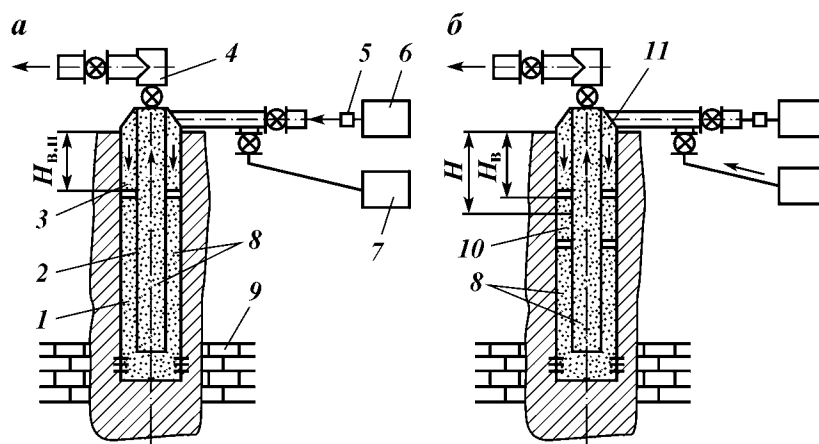


Рис. 13.5. Схема вызова притока из пласта методом воздушной подушки:

a – нагнетание воздуха компрессором; *б* – закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – воздух, нагнетаемый компрессором; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат; 8 – вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 – продуктивный пласт; 10 – воздушная подушка; 11 – вода, закачанная на воздушную подушку

ной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты H_B . Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

Глубину снижения уровня жидкости в скважине, изменяющуюся в диапазоне от 400 до 1600 м, можно определить из табл. 13.7 по заданному максимальному давлению, создаваемому компрессором, и количеству воды, нагнетаемому в кольцевое пространство.

Если условия вызова притока отличаются от приведенных в табл. 13.7, то используют формулу

$$H = k_{в.п} \left(H_B + \frac{H_{в.п} p_k}{p_k + \rho g H_B} \right) \frac{S}{S + S_{НКТ}},$$

где $k_{в.п} = 0,8$ – эмпирический коэффициент; H_B – высота столба воды, поступившей в затрубное пространство; p_k – давление воздуха в кольцевом пространстве (на выходе компрессора) перед нагнетанием воды; S – площадь сечения кольцевого пространства; ρ – плотность воды; $S_{НКТ}$ – площадь проходного сечения колонны НКТ.

Уровень жидкости над воздушной подушкой определяется объемом закачанной жидкости V_B и площадью внутреннего сечения колонны S :

$$H_B = V_B / S.$$

Таблица 13.7

Соотношение между глубиной снижения уровня жидкости в скважине, давлением воздуха в кольцевом пространстве и количеством закачанной воды

Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м ³	Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м ³
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	20
900	7,5	10	1600	10,5	20

Высота воздушной подушки зависит от давления воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды:

$$H_{в.п} > p_k / (\rho g).$$

Чтобы пузырьки воздуха не могли двигаться навстречу потоку, производительность насоса во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_v > S[\omega]_{\min},$$

где $[\omega]_{\min}$ — минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков воздуха в затрубном пространстве ($[\omega]_{\min} \geq 0,4$ м/с).

13.10. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПУСКОВЫХ КЛАПАНОВ

Согласно этому методу приток в скважину достигается путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее аэрации и последующего выброса. На колонне НКТ в предварительно рассчитанных местах размещают специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают воздух и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, с помощью канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Расстояние от устья скважины до места размещения первого клапана

$$L_1 = h_{ст} + \frac{P_{ком}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{НКТ}} \right) \left(\rho_p - \frac{\rho_f P_{ком}}{P_{ат}} \right)} - \Delta L,$$

где $h_{ст}$ — расстояние от устья скважины до статического уровня в скважи-

не, м; $p_{\text{ком}}$ — давление на выходе компрессора, Па; ρ_p — плотность рабочего потока, кг/м³; ρ_g — плотность газа (воздуха), нагнетаемого в затрубное пространство, кг/м³; $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление, Па; ΔL — разность между расчетным и фактическим уровнями размещения клапана, м.

Клапан следует крепить на 20–25 м выше рассчитанного уровня.

Второй сверху (и последующие) клапаны размещают на глубине

$$L_2 = L_1 + \frac{p_{\text{ком}}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left(\rho_p - \frac{\rho_g p_{\text{ком}}}{p_{\text{ат}}} \right)} - \Delta L.$$

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий притоку в скважину, может быть задан непосредственно через депрессию на пласт, которую необходимо создать:

$$H_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{пл}} - \Delta p}{\rho_p - g},$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; Δp — депрессия на пласт, обеспечивающая вызов притока в скважину.

13.11. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

Вызов притока с применением струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходят смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называют *инжектированным*. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основные элементы струйного аппарата (рис. 13.6) — сопло 1 (рабочая насадка) и приемная камера 2 с диффузором. За счет процессов трения рабочее давление снижается, поток Q_p смешивается с инжектированным потоком $Q_{\text{и}}$ и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток $Q_{\text{с}}$.

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установку в колонне НКТ с пакером. Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасы

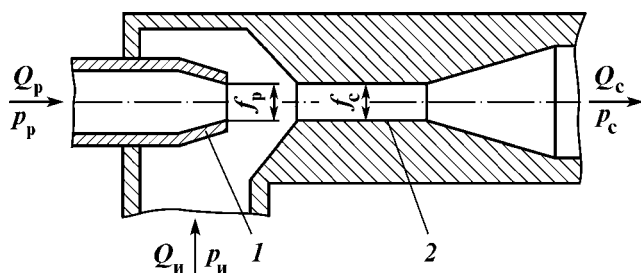


Рис. 13.6. Схема струйного аппарата

вающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. Вдвигательная линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В расчете режима работы струйного аппарата используют безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_c} \left(1,75 + 0,7 \frac{\rho_p}{\rho_{и}} \frac{f_p}{f_c} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p}{\rho_{и}} \frac{f_p}{f_c} (1 + U^2) \right),$$

где Δp_c — разность давлений смешанного и инжектированного потоков; Δp_p — разность давлений рабочего и инжектированного потоков; $f_p, f_{и}, f_c$ — площадь соответственно рабочего сопла на выходе потока, камеры инжекции и камеры смешения; $\rho_p, \rho_{и}, \rho_c$ — плотность соответственно рабочего, инжектированного и смешанного потоков; U — коэффициент инжекции.

Соотношение перепадов давлений $\Delta p_c / \Delta p_p$ называют *относительным напором* струйного аппарата:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_{и}}{p_p - p_{и}}, \quad (13.5)$$

где $p_c, p_{и}, p_p$ — статическое давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потоков.

Коэффициент инжекции

$$U = Q_{и} / Q_p. \quad (13.6)$$

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инжекции.

Значение статических давлений рассчитывают по уравнению

$$p_p = p_{р.ж} + p_a - \Delta p^*; \quad (13.7)$$

$$p_c = p_{с.ж} + \Delta p^{**}, \quad (13.8)$$

где $p_{р.ж}, p_{с.ж}$ — давление (гидростатическое) столба рабочей и смешанной жидкости;

$$p_{р.ж} = \rho_p g H; \quad p_{с.ж} = \rho_c g H; \quad (13.9)$$

p_a — давление в выкидной линии поверхностного насоса; $\Delta p^*, \Delta p^{**}$ — потери давления соответственно в колонне труб и в затрубном пространстве; H — глубина размещения струйного аппарата в скважине.

Значение $p_{и}$ рассчитывают по ограничениям, которые накладываются горнотехническими требованиями (недопустимость перетока воды из ближайших горизонтов, разрушение породы, давление, возникающее вследствие насыщения нефти газом, прочность обсадной колонны).

Решая систему уравнений (13.5), (13.7), (13.9), получаем выражение для определения давления в выкидной линии поверхностного насоса, необходимого для того чтобы достичь заданного снижения давления в камере инъекции:

$$p_a = \frac{p_{с.ж} + \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - p_{р.ж} + \Delta p^* + \frac{p_{и}[1 - (\Delta p_c / \Delta p_p)]}{\Delta p_c / \Delta p_p}. \quad (13.10)$$

13.12. ПОИНТЕРВАЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750–800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то доопускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 м³/мин) время продувки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытаниях глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки: 1) во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления; 2) пусковые давления, возникающие перед продувкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт; 3) скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий. В связи с этим такой метод применяют крайне редко.

13.13. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ ПОРШНЕВАНИЕМ (СВАБИРОВАНИЕМ)

Уровень жидкости в скважине снижают с помощью специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате с помощью лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100–300 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения притока пластового флюида.

13.14. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА МЕТОДОМ АЭРАЦИИ

Методом аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любого заданного значения. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определенного количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти). Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ. Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего жидкость поднимается, при этом одновременно снижается ее плотность внутри НКТ. С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определенный момент поступает из пласта его флюид.

До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой с ПАВ (если в ней был буровой раствор);

2) башмак колонны НКТ должен быть установлен на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны;

3) устье скважины оборудуют полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и приводят в рабочее состояние;

4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры устанавливают штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодействия в период работы скважины для ее очистки;

5) обвязываются со скважиной цементировочный агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации изображена на рис. 13.7.

Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе (рис. 13.8), опрессованном давлением 15 МПа.

Для успешного создания аэрации подбирают такое соотношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования воздушной подушки.

В целях контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в

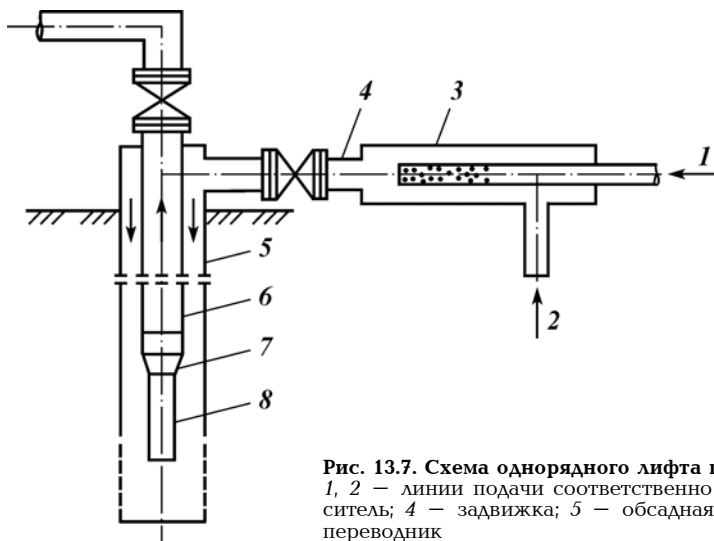


Рис. 13.7. Схема однорядного лифта при аэрации:
 1, 2 — линии подачи соответственно газа и жидкости; 3 — смеситель; 4 — задвижка; 5 — обсадная колонна; 6, 8 — НКТ; 7 — переводник

пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя воздушную подушку в затрубном пространстве, что приведет к срыву процесса аэрации.

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разности плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, развиваемого компрессором.

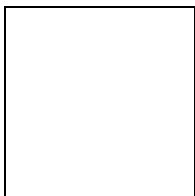


Рис. 13.8. Аэратор:
 1 — гайка быстрого соединения; 2 — расходомер воздуха

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5–5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73×60 мм) и при подаче воздуха 120–130 л/с (7,5 м³/мин) компрессором УКП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине. Если уровень жидкости в скважине был снижен с помощью какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементировочный (промывочный) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0–4,5 МПа. Потом подключают компрессор, и давление в нагнетательной линии возрастает (приблизительно на 1,0–1,5 МПа за счет увеличения скорости потока).

С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определенного значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве, вследствие чего создается дополнительное давление. Когда аэрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разность плотностей постепенно исчезает, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнет превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрыть газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости.

Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объемным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отработывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.

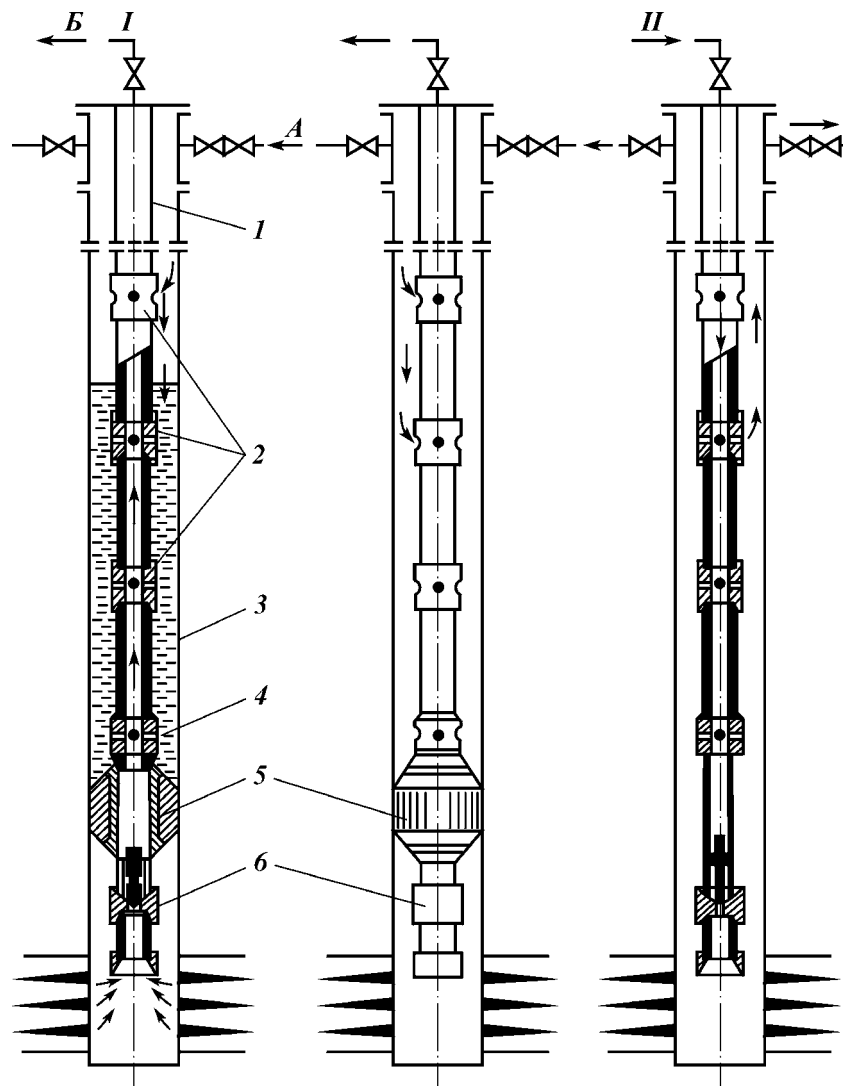
13.15. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Нефтеносные пласты встречаются на большой глубине, но с пластовыми давлениями ниже гидростатического на 14–15 МПа. В таких скважинах уровень жидкости устанавливается значительно ниже устья.

Вызвать приток из такого пласта обычным методом очень трудно, а иногда и невозможно. Во время работы компрессора, например, создается дополнительное противодействие на пласт, вследствие чего поглощается жидкость, уровень ее в обсадной колонне снижается, и компрессор работает, не выполняя своей роли.

Естественно, что чем ниже уровень жидкости в скважине, тем труднее дренировать пласт и получать из него устойчивый приток флюида. Для вызова притока из пласта с низким пластовым давлением необходимо применять особые технологические приемы, при которых повышение уровня в скважине не вызовет повышения давления на забой.

Рассмотрим технологическую схему вызова притока и дренирования



пласта при испытании глубокой скважины с низким пластовым давлением и хорошей проницаемостью пласта. В этом случае вызов притока из пласта осуществляется с подачей воздуха в скважину по схеме обратной и прямой промывки. В первом случае (рис. 13.9, I) предусмотрено использование пакера.

Порядок проведения процесса при этом следующий: в скважину на НКТ 1 спускают пакер 5, который устанавливают в эксплуатационной колонне 3 над кровлей пласта. Глубину установки пакера определяют исходя из прочности эксплуатационной колонны с учетом возможного полного опорожнения подпакерной зоны.

Ниже пакера устанавливается хвостовик с НКТ длиной 40–50 м с обратным клапаном 6 от электроцентробежного насоса ЭЦН-5 с диаметром проходного отверстия 40 мм. Над пакером размещают пропускной патрубок 4 длиной 0,5 м с тремя отверстиями диаметром 15 мм (или обратный игольчатый клапан). На НКТ на расчетных глубинах устанавливают пусковые муфты 2 с отверстиями диаметром 2 мм или клапаны.

Пакер вместе с прямооточным клапаном и обратным клапаном от ЭЦН-5 разъединяет затрубное пространство и призабойную зону так, что жидкость, вытесняемая воздухом из межтрубного пространства, не может попасть в пласт, а поступает в НКТ, где и аэрируется. В момент, когда давление над обратным клапаном от ЭЦН-5 становится ниже давления под ним, клапан открывается и пластовая жидкость входит в НКТ, а потом, смешиваясь со струей воздуха, поступающего сквозь пусковые муфты (клапаны), выбрасывается на поверхность. После очистки перфорационных каналов и улучшения проницаемости призабойной зоны скважина начинает работать.

Второй схемой (рис. 13.9, II) предусмотрено закачивание воздуха в НКТ. В этой схеме отсутствует пакер. Низ труб оборудуется игольчатым обратным клапаном, а на расчетных глубинах устанавливаются пусковые муфты или клапаны.

Воздух от компрессора, подаваемый в насосно-компрессорные трубы, вытесняет жидкость из них сквозь отверстия или клапаны в затрубное пространство, но при этом давление нагнетания не передается на пласт. Вследствие большой разности объемов труб и затрубного пространства уровень жидкости в затрубном пространстве незначительно поднимается, поэтому поглощение не возникает. Как только к первой пусковой муфте (клапану) подойдет воздух и войдет в затрубное пространство, в нем начинается аэрация жидкости, что приводит к уменьшению давления на пласт.

13.16. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХФАЗНЫХ ПЕН

Для восстановления, а также сохранения природной проницаемости призабойной зоны используют физико-химические методы, предусматривающие воздействие на пласт двухфазных пен. Применение пен обусловлено низким пластовым давлением, что в случае замены раствора на воду может привести к ее поглощению. Известно, что двухфазные пены в условиях скважины могут иметь малую плотность. Такие пены обычно используют в качестве промывочного агрегата при разбуривании погло-

щающих горизонтов, вскрытии продуктивных пластов. Установлено, что использование пены пригодно для выноса воды из скважины, удаления закупоривающих материалов из пласта. В то же время пена может быть легко разрушена на поверхности.

Метод освоения скважины с применением двухфазных пен является очень эффективным вследствие лучшей очистки зафильтровой зоны от продуктов кольтматации, шлама, а также продуктов реакции кислоты с породой.

Пены состоят из жидкости, воздуха (газа) и пенообразователя. Жидкость, используемая для образования двухфазной пены, не должна допускать набухания глинистых частиц в призабойной зоне, поэтому для указанных целей необходимо применять пластовую воду, предварительно проверенную на образцах породы коллектора.

В качестве пенообразователя применяют различные ПАВ (табл. 13.8).

Свойства пен можно широко менять, регулируя содержание компонентов. Малая плотность (33 кг/м^3) является типичной. Вязкость можно регулировать так, что при движении пены в НКТ со скоростью от 0,5 до 1,5 м/с ее способность поднимать шлам остается достаточно высокой. Соответствующим образом приготовленная пена должна быть стабильной только до ее выхода из выкидной линии для выброса шлама. После этого она должна разрушаться. При повторном нагнетании ее свойства опять восстанавливаются. В связи с тем, что пена существует только в течение одного цикла циркуляции, компоненты для ее образования необходимо смешивать непрерывно в течение всего времени промывки. Так как плотность пены легко регулируется изменением соотношения объема воздуха на 1 м^3 воды с ПАВ (степенью аэрации), то при постоянном расходе воздуха жидкости, изменяя только расход воздуха (газа), можно легко регулировать плотность двухфазной пены от 200 до 800 кг/м^3 , что предупреждает попадание в пласт большого количества жидкости и способствует постепенному уменьшению давления на забое скважины.

Технологическая схема вызова притока из пласта при применении двухфазной пены включает следующие операции:

- 1) спускают НКТ до глубины на 2–3 м выше нижних перфорационных отверстий;
- 2) обвязывают устье скважины с наземным цементировочным агрегатом и компрессором через аэратор;
- 3) нагнетают пену в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ для замены всего столба жидкости в скважине;
- 4) первичную порцию пены получают при малых степенях аэрации ($10–20 \text{ м}^3/\text{м}^3$, т.е. $10–20 \text{ м}^3$ воздуха на 1 м^3 водного раствора ПАВ), чтобы разность между плотностью жидкости в НКТ и пены в затрубном пространстве была минимальной;

Таблица 13.8

Поверхностно-активные вещества, применяемые в качестве пенообразователя

ПАВ	Содержание в воде, %	ПАВ	Содержание в воде, %
Сульфенол	0,1–0,3	Марвелан КО	0,3–0,5
Сульфонатриевые соли	1,0–2,0	Аркопал Н-100	0,3–0,5
ОП-7, ОП-10, УФЕ-8	0,3–0,6	Дисольван	0,2–0,3
ДС-РАС	0,3–1,0	Сапаль Р	0,2–0,3
		Превоцел W-ON-100	0,1–0,3

5) постепенно повышают степень аэрации, что вызывает постепенное уменьшение давления на забое скважины (при степени аэрации 150–160 м³/м³ среднюю плотность пены доводят до 100–120 кг/м³);

6) после достижения забойного давления 4–5 МПа необходимо прекратить циркуляцию пены на 2–3 ч для определения возможного притока из пласта;

7) если притока нет, то циркуляцию пены восстанавливают, продавливают ее в пласт в количестве 5–10 м³ с выдержкой в пласте в течение 3–4 ч, после чего восстанавливается циркуляция при максимальных степенях аэрации;

8) получив приток, обеспечивают очистку скважины от шлама и исследуют ее на приток.

13.17. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Указанную технологию применяют при вызове притока в разведывательных и эксплуатационных скважинах, пластовое давление которых равно гидростатическому или меньше него. Суть технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов заключается в приготовлении двухфазных пен, замене ими воды, за счет чего создается необходимая величина депрессии.

Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать компрессоры пневматической системы буровых установок как источник сжатого воздуха. Можно использовать и передвижные компрессоры высокого давления. Основные факторы, обеспечивающие условия взрывобезопасности при освоении скважин с помощью этого технологического процесса по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом, следующие:

уменьшение вероятности внутрискважинного горения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления.

Для освоения скважины необходимо следующее оборудование (устье скважины оборудуют согласно проекту на ее сооружение):

передвижной компрессор (УКП-80, КПУ 16/100 и др.) или компрессоры пневматической системы буровой установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);

цементировочный агрегат ЦА-320М с диаметром цилиндрических втулок не более 115 мм;

дополнительный цементировочный агрегат ЦА-320М для подачи воды (в отсутствие действующего водонапорного водопровода);

в зимний период в отсутствие котельной установки – промысловая паровая передвижная установка ППУА-1200/100;

манометр показывающий класса 2,5 с границей измерения до 40 МПа по ГОСТ 2405–80;

эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-1;

в случае использования передвижных компрессоров эжектор должен быть укомплектован насадкой с диаметром выходного отверстия 5,6 мм, камерой смешения с диаметром цилиндрической части 10 мм (расстояние между ними 10 мм).

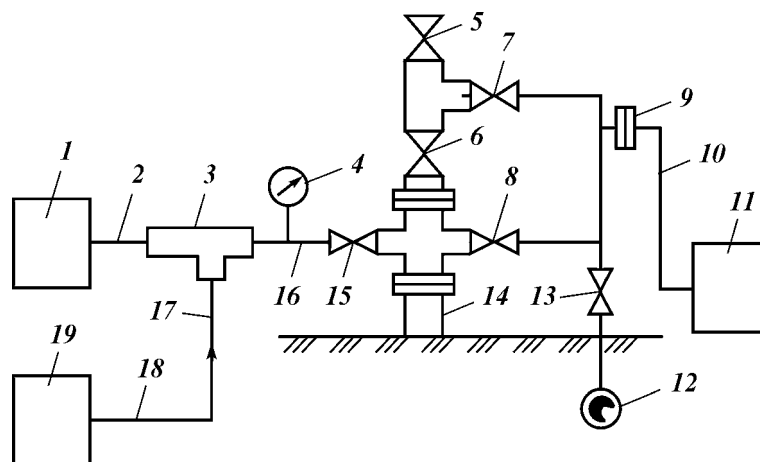


Рис. 13.10. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:

1 – цементирующий агрегат; 2 – линия для подачи пенообразующей жидкости; 3 – эжектор; 4 – манометр; 5 – 8, 13, 15 – задвижки; 9 – заглушка; 10 – линия выброса пены; 11 – накопительная емкость; 12 – нефтепромысловый коллектор; 14 – эксплуатационная колонна; 16 – пенопровод; 17 – обратный клапан эжектора; 18 – воздухопровод; 19 – компрессор

Для приготовления пенообразующих жидкостей необходимо использовать следующие материалы: техническую воду; поверхностно-активные вещества – сульфонол по ТУ 6-01-862–73; ОП-7; ОП-10 по ГОСТ 8433–81 и др.

Перед проведением процесса вызова притока следует спустить в скважину лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5–10 м выше интервала перфорации.

Перед началом процесса вызова притока устье скважины оборудуют трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечить возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременно выброс жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность совершения самоизлива пены из межтрубного и трубного пространства одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки изображена на рис. 13.10.

Обвязку эжектора следует выполнить таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

При использовании компрессоров буровой установки сжатый воздух следует подводить к эжектору по резиновому шлангу с внутренним диаметром не менее 25 мм или на быстроразборном трубопроводе с НКТ.

При кустовом бурении подвод воздушной линии от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно осуществлять заранее в период их обвязывания с коллектором. Конец воздухопровода следует подвести к центру группы скважин и оборудовать его запорным вентилем.

Пенообразующую жидкость для двухфазной пены можно подготовить непосредственно в процессе закачивания пены в скважину. При этом очередная порция ПАВ в воде растворяется в свободном отсеке мерной емкости цементирующего агрегата. На 1 м³ воды необходимо вводить от 1 до

3 кг (в пересчете на активное вещество) сульфонола, ОП-3, ОП-10 или других ПАВ. Количество добавки ПАВ к воде зависит от ее солевой концентрации, качества ПАВ и уточняется экспериментальным путем в лабораторных условиях по методике ВНИИ (Е.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева; 1980 г.). По этой методике определяют зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ.

Не допускается попадание в растворы ПАВ и пенообразующей жидкости нефти, масла, дизельного топлива.

Параметры вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают исходя из необходимости создания требуемого снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Создание необходимого снижения давления на забое p_z при проведении работ регламентируется инструкцией ВНИИКРнефти (1988 г.).

При использовании в качестве источника сжатого газа передвижных компрессоров в зависимости от значения p_z может быть выполнен полный цикл закачивания пены с выходом ее на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не доходя до башмака колонны НКТ.

В обоих случаях процесс закачивания пены выполняется при постоянной степени аэрации, чтобы обеспечить заранее определенное начальное значение давления пенообразующей жидкости p_z , подаваемой в эжектор.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от значения p_z может быть выполнен полный или частичный цикл закачивания пены в скважину с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого из них. В этом случае пена подается в скважину при изменяющейся степени ее аэрации, а заданный режим работы эжектора обеспечивается созданием полного начального значения давления $p_{ж}$.

После спуска НКТ, монтажа наземного оборудования, обвязки эжектора с компрессором и цементировочным агрегатом трубопроводное наземное оборудование должно быть опрессовано гидравлическим способом на давление 25 МПа. При этом предварительно отсоединяют воздухопровод от бокового патрубка эжектора.

Пневматическим способом опрессовывается выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрессора, после чего открываются задвижки 15, 6, 7 и закрываются задвижки 8, 5, 13 (см. рис. 13.10).

С помощью насоса цементировочного агрегата пенообразующая жидкость подается в эжектор. Давление подачи этой жидкости в начале процесса закачивания пены в скважину при использовании компрессора буровой установки или передвижного компрессора определяется так, как это описано выше. После этого подается воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессоров буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах от 0,7 до 0,8 МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается произвольно в пределах от 1–2 МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и до 2–6 МПа в конце процесса. Указанные значения давлений воздуха определяются давлением закачивания жидкости и типами компрессоров.

После заполнения скважины пеной в рассчитываемом объеме, промывки скважины пеной (или при закачке пены в межтрубное пространство при частичном цикле) следует закрыть задвижку 15, открыть задвижку 8 и выполнить на протяжении не менее 1,5 ч самоизлив пены по трубопроводу 10 в накопительную емкость 11.

При наличии притока нефти или газа из трубного пространства закрывается задвижка 6, и после вытеснения пены из межтрубного пространства закрывается задвижка 8, отсоединяется трубопровод 10, устанавливается на место его подключения к устью скважины заглушка 9, и открываются задвижки 6, 7, 13, направляя продукцию скважины в коллектор. В случае применения передвижного компрессора в отсутствие притока нефти или газа после самоизлива пены на протяжении 1,5 ч необходимо продолжить ее самоизлив до его окончания.

В случае применения компрессоров буровой установки в отсутствие притока нефти и газа после выполнения первого цикла закачивания пены и ее самоизлива в течение 1,5 ч необходимо совершить второй цикл закачки и самоизлив пены до его окончания.

Если приток не получен, то скважину оставляют с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространствах в ожидании притока в течение 36 ч.

Если повторные промывки пеной не дают результата, то следует применить другие методы искусственного воздействия на призабойную зону для интенсификации притока.

Необходимо строго выполнять правила безопасного проведения работ.

Вызов притока из скважины следует проводить по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом управления буровых работ. Работники и инженеры должны быть обучены правилам проведения работ при освоении скважин. Каждая смена производственного персонала должна быть проинструктирована о мерах безопасности при выполнении каждой конкретной операции.

При размещении в зоне скважины техники необходимо учитывать и направление ветра.

Расстояние между объектами должно быть следующим:

от передвижной техники до устья скважины и приемной емкости — не менее 25 м;

от компрессора до других агрегатов — не менее 10 м;

от культбудки до устья скважины — не менее расстояния, равного высоте вышки плюс 10 м.

Запрещается работа с эжектором без обратного клапана или с негерметичным обратным клапаном на боковой патрубке для подачи воздуха. При отрицательных температурах следует применять подогретую пенообразующую жидкость. Воздухопровод после сборки страхуется стальным тросом диаметром не менее 5 мм. Трос прикрепляют к воздухопроводу хомутами, размещенными на расстоянии 200 мм от его соединения. Концы троса крепят к стационарным якорям.

Выкидную линию от скважины до приемной емкости собирают из НКТ с внутренним диаметром не менее 50 мм, надежно крепят ее возле устья, в местах поворотов и в приемной емкости с помощью стопорных или стационарных якорей.

При опрессовке обвязки все люди должны быть удалены из опасной зоны.

Во время всего процесса вызова притока на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и от накопительной емкости запрещаются проведение работ, не связанных с процессом освоения скважины, пользование открытым огнем, пребывание посторонних людей, наличие техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах.

Не допускается попадание пены в источники питьевой воды.

В периоды самоизлива пены и ожидания притока запрещается оставлять скважину закрытой, чтобы не создать условия для образования сжатой взрывоопасной смеси при разрушении пены.

13.18. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКТОВ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Кроме основного своего предназначения — испытания перспективных объектов в поисковых скважинах комплекты испытательных инструментов (КИИ) используют для вызова притока из пластов малой продуктивности, очистки околоскважинной зоны пластов, оценки эффективности обработок пластов, испытания на герметичность цементных мостов и колонн и для решения других задач, связанных с созданием депрессии в ограниченном интервале ствола скважины, обсаженной колонной.

Пластоиспытатели позволяют создавать мгновенно высокую депрессию, что является благоприятным фактором для очистки призабойных зон пласта и вызова притока пластового флюида. При этом повышается эффективность результатов испытания (экономичность, объем и качество информации) и обеспечивается испытание объектов в скважинах с негерметичной колонной обсадных труб.

Пакер, испытатель пластов, запорный и поворотный клапаны и глубинные регистрирующие манометры обеспечивают выполнение процесса испытания. Остальные узлы КИИ служат для предупреждения возможных осложнений или аварий в скважине.

Пакер изолирует интервал испытания от остальной части скважины. Длину хвостовика (труб ниже пакера) выбирают такой, чтобы при спуске КИИ к забою пакер находился над объектом испытания. При передаче на пакер осевой сжимающей нагрузки его резиновый элемент деформируется, увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины. Шток пакера снабжен каналом, постоянно открытым для прохода пластового флюида. Если приложить к пакеру осевую растягивающую нагрузку, то уплотняющий элемент пакера возвращается в исходное положение.

Испытатель пластов, снабженный приемным и уравнивающим клапанами, сменным штуцером (см. рис. 10.5), устанавливается выше пакера. При спуске и подъеме КИИ испытатель растянут, его приемный клапан закрыт, поэтому не допускает поступления промывочной жидкости в трубы. Уравнивающий клапан испытателя пластов открыт, и через него обеспечивается переток промывочной жидкости из-под пакера (при спуске) или под пакер (при подъеме КИИ) через фильтр, шток пакера, безопасный переводник и ясс. Наличие такого перетока снижает эффект поршневания при движении пакера в скважине.

После упора хвостовика на забой скважины и передачи на КИИ осевой сжимающей нагрузки происходят свободное сжатие пакера, пакерова-

ние ствола скважины и медленное сжатие пластоиспытателя. Во время этих процессов закрывается уравнительный клапан, а затем открывается приемный клапан испытателя, соединяя полости пустых или частично заполненных жидкостью труб над КИИ с подпакерным объемом скважины. Давление под пакером мгновенно уменьшается, и начинается приток из пласта.

По окончании испытания при натяжении инструмента испытатель растягивается, закрывается его приемный клапан, перекрывая полость труб над КИИ, после чего открывается уравнительный клапан, соединяя затрубное пространство над пакером с подпакерным пространством. Давление под пакером и над пакером выравнивается, и на пласт передается давление ствола промывочной жидкости в скважинах.

Промышленность выпускает многоцикловые испытатели пластов, снаб-

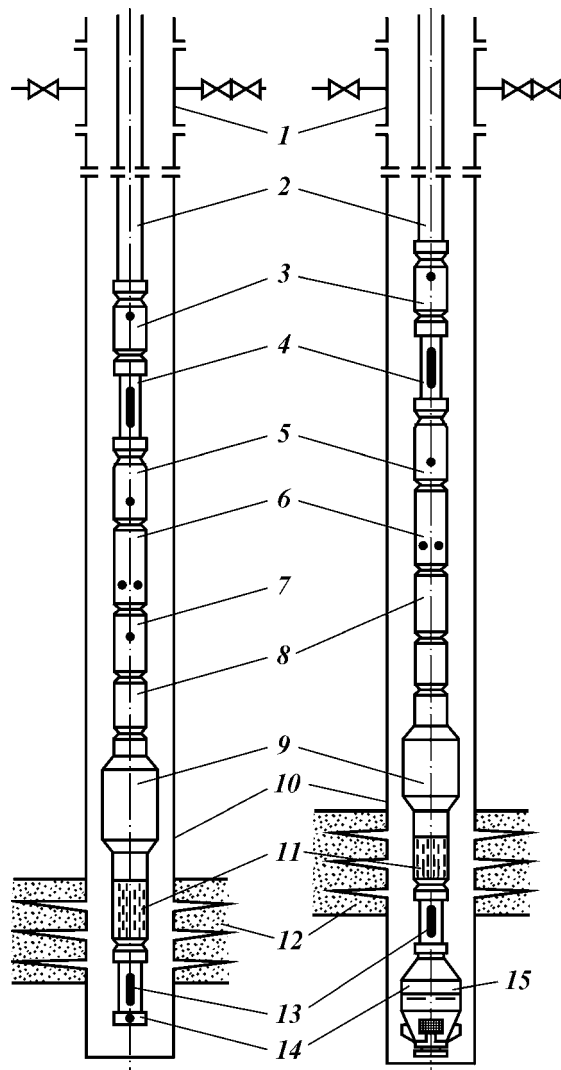


Рис. 13.11. Схема пакерования при работе с КИИ:

1 — колонная головка; 2 — НКТ; 3 — циркуляционный клапан; 4, 13 — манометры; 5 — запорно-оборотный клапан; 6 — испытатель пластов; 7 — ясс; 8 — пробоотборник; 9 — пакер; 10 — обсадная колонна; 11 — фильтр; 12 — пласт; 14 — опорная плита; 15 — башмак

женные двух-, трех- и многоцикловыми запорно-поворотными клапанами (ЗПК). Эти клапаны предназначены для перекрытия полости труб по окончании притока в целях регистрации процесса восстановления забойного давления. Его устанавливают выше испытателя пластов и спускают открытым. В конце притока путем вращения труб над КИИ запорно-поворотный клапан закрывают и выдерживают в закрытом положении (для получения кривой восстановления давления). Продолжительность закрытого периода должна быть равной приблизительно половине времени притока, но не менее 20 мин.

В многоцикловых испытателях при последующем вращении труб клапан опять открывается и вновь закрывается, повторяя многократный цикл испытания.

При испытании хвостовик может упираться на забой (рис. 13.11) или не упираться на него, когда в скважину спускают механический шлипсовый пакер, способный опираться на стенку обсадной колонны. При упоре на забой необходимо обратить внимание на качество моста, чтобы не вызвать проседание хвостовика в нем.

В целях обеспечения беспрепятственного спуска испытателя проверяется проходимость его по колонне. Для этого до перфорации или после нее по колонне обсадных труб пропускают шаблон, длиной и внешним диаметром равный пакеру.

Для обеспечения более надежной герметизации резьбовых соединений и их достаточного запаса прочности на растягивающее усилие и страгивающие нагрузки пластоиспытатель желателен спускать на бурильных трубах.

Устье скважины должно быть оборудовано превенторами, а перед испытанием должны быть смонтированы линии для отвода от устья пластового флюида на расстояние, регламентированное правилами безопасности.

В целях предупреждения открытого выброса на скважине должен быть запас жидкости не менее двух объемов скважин.

13.19. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН АЗОТОМ

Применение газообразных агентов — наиболее перспективное направление развития методов снижения уровня в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надежность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечивать быстрое опорожнение глубоких скважин, быстрое и резкое или медленное и плавное снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования и др.

Сначала в качестве газообразных агентов повсеместно применяли воздух. Однако практикой освоения и исследования скважин выявлены серьезные недостатки при использовании передвижных воздушных компрессоров. Закачка воздуха в скважину с помощью последних часто приводит к взрывам, которые, как правило, сопровождаются травмированием людей, создают условия для открытого фонтанирования скважин, причиняют зна-

чительный материальный ущерб народному хозяйству. После аварий многие скважины обычно ликвидируются из-за невозможности их восстановления.

Основная причина аварий — нарушение технологии работ (закрытие скважины со сжатым воздухом на длительное время и последующий спуск или подъем глубинных приборов в ней, зажигание факела при продувке скважины воздухом); 30 % аварий — результат выпуска газозвушной смеси из скважины в атмосферу или перепуска ее из скважины в замкнутую полость в устьевом оборудовании (лубликатор, манифольдная линия) от разряда статического электричества и ударной волны сжатия. Аварии возникали также в связи с нарушением технологии вызова притока — закрытия скважины со сжатым воздухом на длительное время, приводящего к образованию взрывчатой смеси в больших объемах и под высоким давлением.

Для устранения этой группы аварий необходимо сразу же после окончания закачки удалить воздух из скважины. Поскольку определенное количество взрывчатой смеси образуется в процессе закачки воздуха, удалять ее из скважины следует через специальное устройство в целях исключения возможности воспламенения от разряда статического электричества, ударного сжатия и открытого огня.

Более 50 % аварий происходило в процессе закачки воздуха в скважину в результате самовозгорания нагаромасляных отложений в коммуникациях компрессора, а также самовозгорания пиррофорных соединений сульфидов железа в оборудовании скважины.

Образование нагаромасляных отложений и их самовозгорание обуславливаются применением некачественного компрессорного масла, нарушением правил эксплуатации и обслуживания компрессоров, а также недостатками самих компрессоров (отсутствие холодильника и маслоотделителя после четвертой ступени сжатия). В связи с этим практически полное устранение этой группы аварий не представляется возможным. В скважинах, в которых вследствие сероводородной коррозии образуются пиррофорные отложения, опасность взрыва при обработке компрессором еще более усугубляется.

Следовательно, применение способа вызова притока жидкости из нефтяных скважин с помощью передвижных воздушных компрессоров не отвечает требованиям охраны труда и охраны природы. Отсюда возникает необходимость отказаться от этого способа и перейти к безопасным методам вызова притока жидкости с использованием в качестве рабочего агента инертных газов, в частности азота. До внедрения безопасных способов освоения скважин с помощью инертных газов можно допустить освоение воздушной пеной с использованием передвижного компрессора.

Опыт объединения «Укрнефть» показывает, что технические и технологические вопросы, связанные с переходом на освоение скважин с помощью азота, в принципе решены. В качестве транспортного и технологического оборудования предложена выпускаемая Одесским заводом установка АГУ-8К, применяемая в химической промышленности для транспортирования и газификации жидкого азота.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения мало-

эффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температурах окружающего воздуха от -30 до $+50$ °С.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их удаления из скважины противодействие на пласт можно снизить в необходимых пределах.

Область применения различных азотосодержащих циркуляционных агентов (газообразного азота, газированной им жидкости — пены) для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотосодержащих систем: последовательная в один цикл и более промывка скважин газированной азотом жидкостью (пенной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом.